

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO



FACULTAD DE INGENIERIA DE PROCESOS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA PETROQUÍMICA

**EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE TECNOLOGÍAS DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA EL PERÚ**

TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUÍMICO

Presentado por:

Paolo André Vasquez Del Solar

Bachiller en Ingeniería Petroquímica

Asesor:

Dr. Antonio Ramiro Jesús Bueno Lazo

Cusco -Perú

2023

Dedicatoria

La culminación de esta etapa ha sido posible gracias al aliento y cariño de mis seres queridos; por tal motivo es un honor dedicar la presente tesis...

A Nicolas Vasquez, quien desde el amor de un hermano fue siempre mi principal fuente de motivación.

A Maritza Del Solar y Cesar Vasquez, por la confianza, apoyo, comprensión y el gran esfuerzo que hicieron por sacarme adelante desde el día en que nací. Los amo.

Agradecimientos

Mi total gratitud va dirigida a las personas que coadyuvaron al desarrollo de la presente tesis.

A José Luis Medina (Q.E.P.D), por el incesante aliento a cumplir este objetivo.
Un abrazo al cielo mi hermano.

A mis docentes y en especial a mi asesor, por la formación académica, ánimos y consejos brindados durante tantos años.

A los ingenieros: A. Bernales, A. Ortiz y L. Lazo (Q.E.P.D.), por su apoyo, mentoría y aporte a mi formación profesional.

Resumen

El presente trabajo de investigación evaluó los diferentes costos de procesamiento, transporte y distribución para tres cadenas de valor: gas natural licuado, gas natural comprimido y gas natural por red de ductos; con el fin de dar una recomendación técnica y económica a futuros proyectos en el Perú.

Para este propósito se evaluó en primer lugar la producción de gas natural en los distintos pozos del país, concluyendo que existen 6 lotes productores capaces de abastecer, demandas que están por encima de los 3 millones de pies cúbicos estándar por día, sin necesidad de incrementar su producción habitual. Para complementar esta evaluación se estimó la distancia directa y por carretera desde los pozos a los departamentos que aún no cuentan con una concesión de distribución de gas natural, para luego tomar distancias representativas de: 150, 500 y 1000 kilómetros. Para tener demandas representativas y propias de estudio, se estimaron los consumos energéticos de los departamentos en función a los competidores del gas natural, tomando así las demandas de 3, 10 y 15 MMSCFD como ejemplos representativos.

Dentro de cada parte de las cadenas de valor existen diversas alternativas para cumplir sus propósitos, por lo que se hizo un estudio técnico con el fin de elegir los procesos y equipos que están acorde a las demandas y distancias planteadas. Se calcularon los costos de cada etapa de las cadenas de valor, con estos resultados se modelaron los comportamientos de costos en función a las 2 variables. Finalmente se concluyó que la distribución de gas natural por red de ductos es económica siempre y cuando la demanda sea elevada y el mercado cercano, la distribución por gas natural licuado es atractiva a distancias lejanas y consumos elevados y la distribución por gas natural comprimido es económica en distancias cortas y consumos bajos.

Palabras clave: Gas natural, Gas natural comprimido, Gas natural licuado, Cadena de valor.

Abstract

The present research work evaluated the different costs of processing, transport, and distribution for three value chains: liquefied natural gas, compressed natural gas, and natural gas by pipeline; to give a technical and economic recommendation for future projects in Perú.

To achieve this, it was first determined how much natural gas was produced in the many wells across the nation, concluding that there are 6 producing wells capable of supplying demands that are above 3 million standard cubic feet per day, without having to up their normal production. To complement this evaluation, The plain and driving distance between the wells and the departments without a natural gas distribution concession were calculated, and then representative distances of 150, 500, and 1000 kilometers were taken. To have representative demands for the study, the energy consumption of the departments was estimated according to the natural gas competitors, taking the demands of 3, 10, and 15 MMSCFD as representative examples.

Within each part of the value chains, there are various alternatives to fulfill their purposes, so a technical study was carried out to choose the processes and equipment that are by the demands and distances proposed. The costs of each stage of the value chains were calculated, and the cost behavior was modeled according to the 2 variables. Finally, it was concluded that the distribution of natural gas by pipeline network is economical as long as the demand is high and the market is close; the distribution by liquefied natural gas is attractive at long distances and increased consumption; the distribution by compressed natural gas is economic at short distances and low consumption.

Keywords: Natural gas, Compressed natural gas, Liquefied natural gas, Value chain.

Tabla de Contenido

Resumen	iii
Abstract.....	iv
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tablas	x
Nomenclatura.....	xii
Capítulo 1: Generalidades	1
1.1. Introducción	1
1.2. Planteamiento del Problema	1
1.3. Objetivo General.....	3
1.4. Objetivos Específicos	3
1.5. Justificación	4
1.6. Antecedentes	4
1.7. Metodología del Proyecto	6
Capítulo 2: Marco Teórico.....	9
2.1. Gas Natural	9
2.2. Tecnologías de Transporte de Gas Natural	9
2.3. Transporte por Gas Natural Licuado	9
2.4. Transporte por Gas Natural Comprimido.....	10
2.5. Transporte por Red de Ductos.....	10
2.6. Industria y Cadena de Valor del Gas Natural	10
2.7. Cadena de Valor del GNL	10
2.7.1. <i>Plantas de Licuefacción</i>	11
2.7.2. <i>Tanques de Almacenamiento de GNL</i>	16
2.7.3. <i>Transporte por Red Virtual (GNL)</i>	17
2.7.4. <i>Estaciones de Regasificación</i>	19
2.8. Cadena de Valor del GNC.....	20
2.8.1. <i>Plantas de Compresión</i>	21
2.8.2. <i>Tanques de GNC para Almacenamiento y Transporte</i>	23
2.8.3. <i>Estaciones de Descarga Y Regulación</i>	25
2.9. Cadena de Valor del GN por Gasoductos	26
2.9.1. <i>Ductos de Transporte de GN</i>	27
2.9.2. <i>City Gate</i>	28
2.10. Costo de Capital	28

2.10.1.	<i>Inversión de Capital Fijo</i>	28
2.10.2.	<i>Capital de Trabajo</i>	30
2.11.	Costos de Producción	30
2.11.1.	<i>Costos Variables</i>	30
2.11.2.	<i>Costos Fijos</i>	31
2.12.	Estimación de Costos Instalados: Método Factorial	31
2.12.1.	<i>Costos de Equipos Comprados</i>	32
2.12.2.	<i>Estimación de Costos de Instalación</i>	32
2.13.	Estimación del ACCR	32
2.14.	Exactitud y Propósito de las Estimaciones de Costos	33
2.15.	Estimaciones de Magnitud: Método de la curva de costos	34
Capítulo 3: Demandas y Distancias del Mercado		35
3.1.	Producción de Gas Natural No Aprovechado en el Perú	35
3.2.	Demanda Energética de Concesiones	37
3.3.	Demanda Energética por Departamentos	39
3.4.	Distancia de Pozos Productores al Mercado	45
3.5.	Demandas y Distancias Modelo de Estudio	47
Capítulo 4: Evaluación de Tecnologías		48
4.1.	Selección de Tecnologías de Transporte de Gas Natural	48
4.2.	Selección de Tecnología de Licuefacción	48
4.3.	Selección de Tanques para Almacenamiento de GNL	49
4.4.	Selección de Camiones Cisterna	50
4.5.	Selección de Vaporizadores en las Estaciones de Regasificación	50
4.6.	Selección de Tecnologías de Compresión	51
4.7.	Selección de Tanques de Almacenamiento y Transporte para GNC	52
4.8.	Selección de Gasoductos y Criterios de Dimensionamiento	53
Capítulo 5: Evaluación Económica		55
5.1.	Evaluación Económica de la Cadena de Valor del GNL	55
5.1.1.	<i>Procesamiento de GNL</i>	55
5.1.2.	<i>Transporte de GNL</i>	61
5.1.3.	<i>Distribución de GNL</i>	64
5.2.	Evaluación económica de la cadena de valor del GNC	67
5.2.1.	<i>Procesamiento de GNC</i>	67
5.2.2.	<i>Transporte de GNC</i>	71

5.2.3. Distribución de GNC	74
5.3. Evaluación Económica de la Cadena de Valor por Gasoducto	77
5.3.1. Transporte por Gasoducto	78
5.3.2. Distribución de GN (City Gate)	79
Capítulo 6: Estructura de Costos y Modelamiento Estadístico	82
6.1. Modelamiento Estadístico de Costos de Capital y Producción	84
6.2. Comportamiento de Costos en función a la demanda y distancia	94
Conclusiones	96
Recomendaciones	97
Referencias	99
Apéndice A. Producción y Aprovechamiento de Gas Natural en el Perú (2018-2020) 101	
Apéndice B. Consumo Energético en Departamentos del Perú	103
Apéndice C: Correlaciones para Costos de Compra e Instalación de Equipos	107
Apéndice D: Costos de Capital y Producción en Ejemplos Representativos	109
Apéndice E: Costos de Capital y Producción (1-15 MMSCFD)	136
Apéndice F: Costos Totales de las Cadenas de Valor	140

Lista de Figuras

Figura 1	<i>Diagrama de flujo del desarrollo del proyecto de investigación</i>	7
Figura 2	<i>Cadena de valor del GNL</i>	11
Figura 3	<i>Proceso típico de refrigerante mixto pre-enfriado con propano de APCI</i>	12
Figura 4	<i>Proceso de GNL en cascada optimizado de Phillips</i>	13
Figura 5	<i>Proceso Black & Veatch Pritchard PRICO®</i>	13
Figura 6	<i>Proceso en cascada de fluidos mixtos Statoil / Linde (MFC)</i>	14
Figura 7	<i>Proceso de refrigerante mixto dual Shell (DMR)</i>	15
Figura 8	<i>Proceso del ciclo de turbo expansión</i>	16
Figura 9	<i>Ejemplo de diseño de un tanque metálico de asilamiento al vacío</i>	17
Figura 10	<i>Ejemplo de diseño de un tanque vertical de fondo plano</i>	17
Figura 11	<i>Diseño clásico de un camión cisterna de GNL</i>	18
Figura 12	<i>Camión cisterna de GNL</i>	18
Figura 13	<i>Esquema referencial para estaciones de regasificación</i>	19
Figura 14	<i>Cadena de valor del GNC</i>	21
Figura 15	<i>Proceso de compresión, tipo alternativo o reciprocante</i>	22
Figura 16	<i>Corte típico de un compresor centrífugo</i>	23
Figura 17	<i>Remolque de tubo Súper Jumbo (FIBA Technologies Inc.)</i>	23
Figura 18	<i>Unidad Five Pod (Luxfer-GTM Technologies)</i>	24
Figura 19	<i>Módulo TITAN™4 (Hexagon Lincoln)</i>	24
Figura 20	<i>Plataformas PAD y módulos de almacenamiento de gas MAT® (Galileo)</i>	25
Figura 21	<i>Esquema referencial (1) de una estación de descarga de GNC</i>	26
Figura 22	<i>Esquema referencial (2) de una estación de descarga de GNC</i>	26
Figura 23	<i>Cadena de valor del GN por gasoductos</i>	27
Figura 24	<i>Aprovechamiento de gas natural 2018-2020</i>	36
Figura 25	<i>Consumos volumétricos de Quavii y Naturgy (2018-2020)</i>	39
Figura 26	<i>Consumo energético de GLP per cápita</i>	42
Figura 27	<i>Consumo energético de Gasohol 90 per cápita</i>	43
Figura 28	<i>Consumo energético de Residual N°6 per cápita</i>	44
Figura 29	<i>Consumo energético total per cápita</i>	44
Figura 30	<i>Precio de tecnologías de almacenamiento de GNL</i>	49
Figura 31	<i>Aplicación de compresores reciprocantes y centrífugos</i>	51
Figura 32	<i>Diagrama de flujo de proceso - Planta de GNL, 3 MMSCFD</i>	57
Figura 33	<i>Diagrama de flujo de proceso - Planta de regasificación, 3 MMSCFD</i>	65
Figura 34	<i>Diagrama de flujo de proceso - Planta compresora, 3 MMSCFD</i>	68
Figura 35	<i>Diagrama de flujo de proceso - Planta de regulación de presión de GNC, 3 MMSCFD</i>	75
Figura 36	<i>Estructura de costos del GNL, 10 MMSCFD</i>	82
Figura 37	<i>Estructura de costos del GNC, 10 MMSCFD</i>	83
Figura 38	<i>Estructura de costos del GN por gasoducto, 10 MMSCFD</i>	84
Figura 39	<i>Modelamiento de costos (ISBL), Planta de Licuefacción</i>	85
Figura 40	<i>Modelamiento de costos (ISBL), Planta de regasificación</i>	85
Figura 41	<i>Modelamiento de costos (ISBL), Planta de compresión con batería de almacenamiento</i>	86
Figura 42	<i>Modelamiento de costos (ISBL), Planta de regulación</i>	86
Figura 43	<i>Modelamiento de costos (ISBL), Planta de compresión</i>	87
Figura 44	<i>Modelamiento de costos (ISBL), City Gate</i>	87
Figura 45	<i>Modelamiento de costos de producción- Plantas de licuefacción y regasificación</i>	89
Figura 46	<i>Modelamiento de costos de producción- Plantas de compresión (con almacenamiento) y regulación</i>	90
Figura 47	<i>Modelamiento de costos de producción- Plantas de compresión y City Gate</i>	90
Figura 48	<i>Modelamientos de costos de transporte- GNL</i>	91
Figura 49	<i>Modelamientos de costos de transporte- GNC</i>	92

Figura 50 Modelamientos de costos de transporte- Gasoducto _____	92
Figura 51 Costo de GN - Cadena de valor del GNL _____	94
Figura 52 Costo de GN - Cadena de valor del GNC _____	95
Figura 53 Costo de GN – Cadena de valor por Gasoducto _____	95
Figura 54 Cromatografía referencial del GN de Camisea (Sep-2021) _____	108
Figura 55 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 3 MMSCFD _____	112
Figura 56 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 10 MMSCFD _____	113
Figura 57 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 15 MMSCFD _____	114
Figura 58 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 3 MMSCFD _____	115
Figura 59 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 10 MMSCFD _____	116
Figura 60 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 15 MMSCFD _____	117
Figura 61 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 3 MMSCFD _____	118
Figura 62 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 10 MMSCFD _____	118
Figura 63 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 15 MMSCFD _____	119
Figura 64 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 3 MMSCFD _____	120
Figura 65 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 10 MMSCFD _____	121
Figura 66 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 15 MMSCFD _____	122
Figura 67 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 3 MMSCFD _____	123
Figura 68 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 10 MMSCFD _____	124
Figura 69 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 15 MMSCFD _____	125
Figura 70 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 3 MMSCFD _____	126
Figura 71 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 10 MMSCFD _____	127
Figura 72 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 15 MMSCFD _____	128
Figura 73 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 3 MMSCFD _____	129
Figura 74 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 10 MMSCFD _____	130
Figura 75 Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 15 MMSCFD _____	131
Figura 76 Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GN por gasoducto _____	132
Figura 77 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 3 MMSCFD _____	133
Figura 78 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 10 MMSCFD _____	134
Figura 79 Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 15 MMSCFD _____	135

Lista de Tablas

Tabla 1 Pozos productores con capacidad de suministro de GN no aprovechado _____	36
Tabla 2 Demanda energética de GN en concesiones peruanas _____	37
Tabla 3 Demanda volumétrica de GN en concesiones peruanas _____	38
Tabla 4 Combustibles alternativos según categorías tarifarias de GN _____	39
Tabla 5 Consumo energético promedio de departamentos del Perú (2018-2020) _____	40
Tabla 6 Consumo de GN estimado para cada departamento _____	41
Tabla 7 Población y Consumo Energético per cápita _____	41
Tabla 8 Distancias Directas y por Carretera de Pozos a Departamentos _____	45
Tabla 9 Comparación de tecnologías de licuefacción de GN _____	48
Tabla 10 Comparación de tecnologías de almacenamiento y transporte de GNC _____	52
Tabla 11 Datos de modelamiento - Planta de GNL _____	57
Tabla 12 Costos de capital - Planta de GNL _____	59
Tabla 13 Costos variables - Planta de GNL _____	59
Tabla 14 Costos fijos - Planta de GNL _____	60
Tabla 15 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 150 km _____	61
Tabla 16 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 500 km _____	62
Tabla 17 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 1000 km _____	62
Tabla 18 Costos de capital – Transporte de GNL _____	63
Tabla 19 Costos variables – Transporte de GNL _____	63
Tabla 20 Costos fijos – Transporte de GNL _____	63
Tabla 21 Costos de transporte de GNL _____	63
Tabla 22 Datos de modelamiento - Planta de regasificación de GNL _____	65
Tabla 23 Costos de capital - Planta de regasificación _____	66
Tabla 24 Costos fijos - Planta de regasificación _____	66
Tabla 25 Datos de modelamiento - Planta compresora _____	69
Tabla 26 Costos de capital - Planta de compresión _____	70
Tabla 27 Costos variables - Planta de compresión _____	70
Tabla 28 Costos fijos - Planta de compresión _____	70
Tabla 29 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 150 km _____	71
Tabla 30 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 500 km _____	72
Tabla 31 Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 1000 km _____	72
Tabla 32 Costos de capital – Transporte de GNC _____	73
Tabla 33 Costos variables – Transporte de GNC _____	73
Tabla 34 Costos fijos – Transporte de GNC _____	73
Tabla 35 Costos de transporte de GNC _____	73
Tabla 36 Datos de modelamiento - Planta de regulación de presión de GNC _____	75
Tabla 37 Costos de capital - Planta de regulación de presión de GNC _____	76
Tabla 38 Costos variables - Planta de regulación de presión de GNC _____	76
Tabla 39 Costos fijos - Planta de regulación de presión de GNC _____	76
Tabla 40 Costos de capital - Transporte por gasoducto _____	78
Tabla 41 Costos fijos- Transporte por gasoducto _____	78
Tabla 42 Costos de transporte de GN por gasoducto _____	79
Tabla 43 Costos de capital - City Gate _____	80
Tabla 44 Costos fijos – City Gate _____	80
Tabla 45 Estructura de costos, GNL _____	82
Tabla 46 Estructura de costos, GNC _____	83
Tabla 47 Estructura de costos, Gasoducto _____	83
Tabla 48 Costos de Capital - 1-15 (MMSCFD) _____	88
Tabla 49 Costos de producción - 1-15 (MMSCFD) _____	88
Tabla 50 Costos de producción ideal, 1-15 (MMSCFD) _____	90

Tabla 51 Costos de transporte de GNL, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)	92
Tabla 52 Costos de transporte de GNC, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)	93
Tabla 53 Costos de transporte de Gasoducto, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)	93
Tabla 54 Características de producción de empresas de GN	101
Tabla 55 Consumo energético de GLP en los departamentos del Perú (2018-2020)	103
Tabla 56 Consumo energético de Gasohol 90 en los departamentos del Perú (2018-2020)	104
Tabla 57 Consumo energético de Residual N°6 en los departamentos del Perú (2018-2020)	105
Tabla 58 Factores de cálculo para costos de equipo	107
Tabla 59 Factores de Instalación de Hand	108
Tabla 60 Costos de capital, Plantas de licuefacción	136
Tabla 61 Costos de capital, Plantas de regasificación	136
Tabla 62 Costos de capital, Plantas de compresión con almacenamiento	137
Tabla 63 Costos de capital, Plantas de regulación	137
Tabla 64 Costos de capital, Plantas de compresión	138
Tabla 65 Costos de capital, City Gates	138
Tabla 66 Errores en costos de procesamiento	139
Tabla 67 Costos totales de la cadena de valor del GNL	140
Tabla 68 Costos totales de la cadena de valor del GNC	140
Tabla 69 Costos totales de la cadena de valor del GNC	141

Nomenclatura

ACCR:	Índice anual de requerimiento de capital (Annual Capital Charge Ratio)
ACFM:	Pies cúbicos reales por minuto
CEPCI:	Índice de costos de plantas de ingeniería química (Chemical Engineering Plant Cost Index)
GN:	Gas Natural
GNC:	Gas Natural Comprimido
GNL:	Gas Natural Licuado
ISBL:	Dentro de los límites de batería de planta (Inside Battery Limits)
MMBTU:	Millones de BTU
MMBTUD:	Millones de BTU por día
MMSCFD:	Millones de pies cúbicos estándar por día
MMUSD:	Millones de dólares estadounidenses
MRC:	Ciclo de refrigerante mixto (Mixed Refrigerant Cycle)
MTPA:	Millones de toneladas anuales
NPS:	Diámetro nominal
NTP:	Norma Técnica Peruana
OSBL:	Fuera de los límites de la batería de planta (Outside Battery Limits)

Capítulo 1: Generalidades

1.1. Introducción

El mundo se encuentra en una transición energética, donde se está dejando de lado los combustibles convencionales que son contaminantes para el medio ambiente. Durante esta transición a nivel global es necesario aprovechar los recursos como el gas natural, combustible que, aunque sea fósil es mucho más limpio y posee un gran poder calorífico.

Teniendo una gran alternativa en el gas natural, este no siempre puede ser explotado, procesado, transportado ni distribuido sin un comercio seguro a mediano o largo plazo. Esto es debido al alto costo de inversión que luego se verá reflejado en el precio final del gas natural, haciéndolo poco atractivo para los consumidores finales, ya sean: Generadoras eléctricas, Industrias o residenciales, que utilizan combustibles típicos como el carbón, diésel o GLP.

La distribución de gas natural es un tema de mucha discusión y debate en los últimos años debido a la variedad de alternativas para transportar este hidrocarburo ya sea por red de ductos o red virtual, por lo tanto, se necesita una idea clara de que tecnologías se pueden usar para distribuir el gas natural de manera eficiente, segura y económica a los consumidores, logrando así una correcta y pronta masificación de gas natural en el Perú.

1.2. Planteamiento del Problema

La construcción de infraestructura para distribuir gas natural es costosa (dependiendo la localización y por consecuencia la distancia al mercado) y esta suele aumentar el precio del gas natural de forma considerable, haciéndolo poco competitivo frente a los combustibles clásicos; un caso ocurrido en el Perú fue en el que la concesión de distribución por red virtual como Naturgy (hoy Petroperú) manifestó su preocupación al no poder competir en el sector industrial frente al GNC (28%-40% más económico) y el GLP a granel(1%-25% más económico), además de no tener mayor ventaja frente al GLP envasado de 10 kg y 45 kg las

cuales solo generan pérdidas de 8% y 4% respectivamente al consumidor, esto fue señalado por el estudio de Gas Energy Latín América (2019).

Adicionalmente en el Perú existen industrias que poseen equipos a gas natural, pero al no poder abastecerse con este combustible de forma económica y segura para sus calderas y hornos industriales, optan por el aire propanado, que simula las características del gas natural, al manejarse las mezclas de GLP con el aire.

El comercio del gas natural en el Perú es libre, haciendo que cualquier industria pueda acceder a complementar sus instalaciones con sistemas para recibir GNC o GNL, pero esto deja de lado a la población que también necesita acceder a una energía barata, limpia y segura; para ello operan las concesionarias de distribución de gas natural, que tienen la capacidad de abastecer industrias, gasocentros de GNV y hogares, logrando así un mayor impacto en el uso del gas natural.

Según la revista World Oil (2008) en su publicación: "*Gas monetization technologies remain tantalizingly on the brink*" la elección de tecnologías depende del tipo de mercado a abastecer, clasificándolo en 3 categorías: Mercados de exportación, Proyectos de productos combinados y *Mercados locales o regionales*, por consecuencia se tiene que tener claro cuánto gas natural se requiere en las regiones del país.

El país tiene empresas que distribuyen gas natural por red de ductos como Calidda (Lima y Callao) y Contugas (Ica), por red virtual de GNL como Quavii (Ancash, La Libertad, Cajamarca y Lambayeque) y Petroperú (Arequipa, Moquegua y Tacna), adicionalmente la empresa Gasnorp opera una red virtual de GNC que abastece a la región Piura, en sus primeros años.

Al tener diversas alternativas de transporte y distribución de gas natural, la elección de una tecnología adecuada es una decisión complicada que dependerá de diversos factores como la distancia y el mercado a abastecer.

Al observar dichos casos en el Perú estos se pueden interpretar en los siguientes problemas nominales:

- ¿Cuáles son los pozos de gas natural que podrían aportar al transporte y distribución de este hidrocarburo?
- ¿Cuál es la demanda energética que se desea abastecer?
- ¿Qué tecnologías existen para la distribución de gas natural y cuáles son sus correctas aplicaciones técnico-económicas?
- ¿Será válido las recomendaciones para la elección de tecnología de distribución de gas natural?

La elección de tecnología para distribuir gas natural es un tema delicado debido a las grandes inversiones que implica, que al final se verá reflejado en una tarifa para el ciudadano y demás clientes industriales; por lo tanto:

¿Será técnica y económicamente viable la implementación de diversas tecnologías para distribuir gas en el Perú?

1.3. Objetivo General

- Evaluar técnica y económicamente la implementación de tecnologías de distribución de gas natural para el Perú.

1.4. Objetivos Específicos

1. Evaluar la producción de gas natural en el Perú y las posibilidades de cada pozo para distribuir gas natural.
2. Identificar la demanda energética por departamentos.
3. Realizar el estudio técnico-económico de tecnologías de distribución de gas natural existentes y analizar su posible aplicación en el Perú.
4. Validar los resultados comparando con el perfil técnico-económico de los concesionarios de distribución de gas natural existentes en el Perú.

1.5. Justificación

A pesar de ser una de las fuentes de energía más abundantes en el planeta, muchas de las reservas mundiales de gas natural permanecen atascadas, por lo que no pueden ser entregadas económicamente al mercado (Wood & Mokhatab, 2008), pero la creciente demanda mundial de energía, la disminución de los recursos petroleros, la introducción de reglas de no quema, las sanciones fiscales y los beneficios ambientales de las bajas emisiones de gases de efecto invernadero, todos otorgan urgencia a la búsqueda de tecnologías comercialmente viables para la distribución y el uso del gas natural.

En el Perú se dictó la ley N.º 29969: Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural. Esta tiene por objeto dictar disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de gas natural comprimido y gas natural licuado, a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, así como el transporte vehicular en las regiones del país; además del Decreto Supremo N° 029-2013-EM: Impulsar la masificación del Gas Natural con un criterio de Inclusión Social en el sector residencial en especial en los niveles socioeconómicos medio, medio bajo y bajo establecidos por el Estado Peruano, conforme a la política energética nacional y promoviendo la simplificación de los procedimientos administrativos y agilizando la inversión en la masificación del Gas Natural.

1.6. Antecedentes

- National Renewable Energy Laboratory (NREL) (1992). En nombre del Departamento de Energía (DOE), solicitó que J.E. Sinor Consultants Inc. lleve a cabo una breve comparación de tecnologías competidoras para el suministro, almacenamiento y entrega de gas natural al sector del transporte a través de las rutas de gas natural licuado y comprimido. Se enfatizó el uso de vehículos pesados en lugar de este informe, por lo tanto, proporciono una comparación directa de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) suministrado a vehículos pesados. La comparación incluyó una evaluación de la eficiencia general del sistema de suministro de

combustible, el costo del sistema de suministro de combustible, la eficiencia del uso en vehículos pesados y el impacto ambiental de cada tecnología. De acuerdo con el enfoque de combustible neutro, el estudio no pretende promover un combustible u otro, sino presentar una comparación imparcial.

- Marko Antonio Lopez Bendezu (2010). Publicó: “Evaluación Técnico – Económica de las Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural”. Consideró a los países con una gran área territorial, un obstáculo para la expansión del mercado del gas natural y este consiste en la falta de infraestructura para su transporte. Se consideraron varias alternativas para crear demanda local de gas, como el transporte en camiones como gas natural comprimido (GNC) o licuado (GNL) o incluso las tuberías tradicionales. Su estudio presenta una discusión técnica de las implicaciones de cada una de las alternativas y la logística del transporte. Finalmente, presentó una comparación económica entre los diferentes modales en función de la cantidad de gas a transportar y en función de la distancia.
- Tractebel Engineering (2015a). Realizó el estudio: “CNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas”. El estudio analizó la tecnología actual de Gas Natural Comprimido (GNC) por su potencial para monetizar pequeños volúmenes de este gas (1-15MMscf / d) y evitar o reducir la quema de gas. Históricamente, CNG ha sido utilizado en tierra para el suministro de gas a través de distancias cortas y en volúmenes relativamente pequeños. Mientras que el costo de GNC entregado depende de las condiciones específicas del proyecto, tales como el volumen de gas, el GNC en general, puede ser económicamente viable para volúmenes de hasta alrededor de 5 MMscf /d y distancias de hasta 800 km.
- Tractebel Engineering (2015b). Con su publicación titulada: “Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas”. Este estudio analizó dos opciones que podrían ser utilizadas para esta monetización de pequeños volúmenes (1 -15 MMscf/d): los conceptos de cadena GNL y GNC. Las tecnologías

están disponibles para ambos conceptos, con diferente nivel de madurez de las experiencias adquiridas y para diferentes condiciones de transporte (cantidades, distancias). Las tecnologías disponibles permiten una selección de opciones de implementación para adaptarse al volumen de gas a transportar y la distancia desde el campo hasta el consumidor.

- Tractebel Engineering (2015c). Con su publicación titulada: “Mini and Micro LNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas” mostró posibles soluciones para recuperar y monetizar la quema y producción de gas asociado, concluyendo que mientras que la industria del GNL se ha centrado principalmente en el desarrollo de capacidades de planta cada vez mayores, la madurez de la tecnología ha permitido que el desarrollo de tecnologías aplicables para pequeños volúmenes sea competitivo y potencialmente atractivo económicamente. Por lo tanto, el principal desafío para las aplicaciones de GNL a pequeña escala no es técnico, sino económico.
- OSINERGMIN (2018). Mediante su reporte de análisis económico sectorial titulado: “Gasoductos Virtuales: una nueva alternativa para intensificar el uso del Gas Natural en el país” abordó el tema de los gasoductos virtuales como modalidad de transporte del Gas Natural hacia nuevos mercados, medio de transporte que cada vez toma mayor relevancia en nuestro país y el mundo. Se buscó entender las características propias de esta tecnología y ventajas frente a un ducto convencional y se emplean dichos elementos como base para contrastar el hecho que una forma de transporte se imponga como mejor alternativa desde una perspectiva económica.

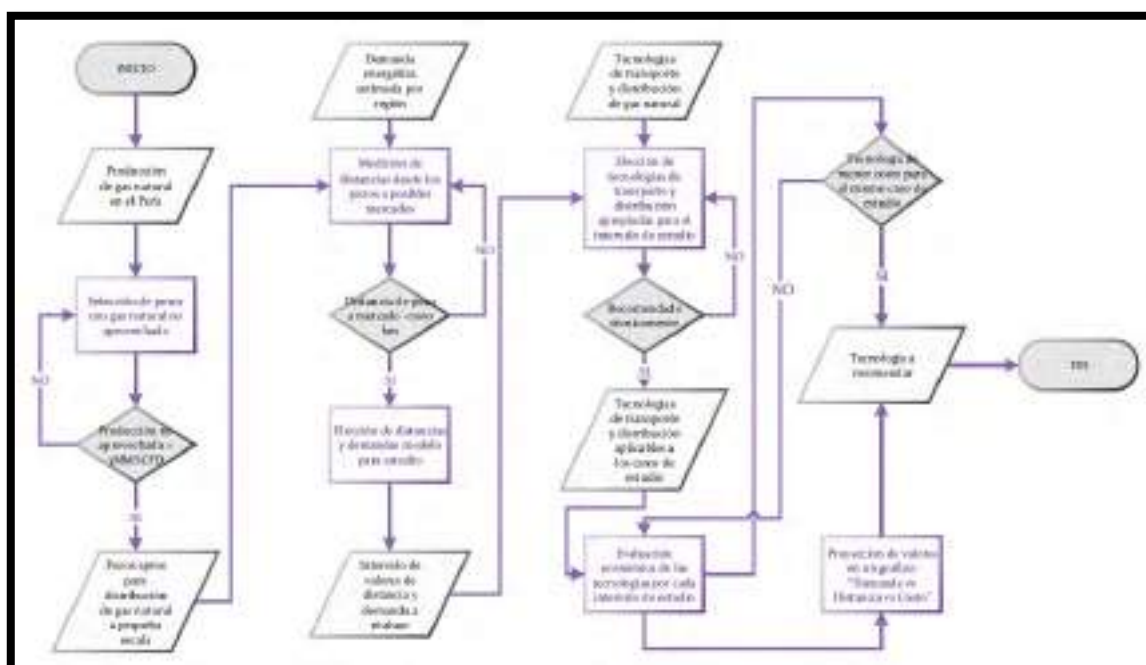
1.7. Metodología del Proyecto

La presente investigación contempla un enfoque mixto, entrelazando el enfoque cuantitativo y cualitativo, como lo detallan Hernández & Mendoza (2018). Se aprovechó las características de la ruta cuantitativa, con el cual, se estimó los costos de cada proceso de las cadenas de valor, logrando así, el desarrollo de un modelado estadístico de los costos en función a la demanda y distancia. El enfoque cualitativo se aprecia en la visión general de la

investigación, que evito la fragmentación y estudió los hechos dentro de una totalidad (visión holística) concentrando el esfuerzo investigativo en la descripción, comprensión e interpretación de los datos. La ruta mixta también incluye procesos sistemáticos, como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1

Diagrama de flujo del desarrollo del proyecto de investigación



Objetivo Específico n°1.

Para la evaluación de la producción de GN en el Perú se obtuvo información sobre la producción de los pozos en los años 2018 a 2020, para luego ser valuada de manera cualitativa con el criterio de: “producción mayor a 3 MMSCFD”.

Objetivo Específico n°2.

Para estimar la demanda energética se usó el poder calorífico de cada combustible que compite con el GN en la actualidad, y el volumen de consumo en los años 2018 al 2020. Adicionalmente, se obtuvo las distancias de los departamentos a cada pozo apto, logrando así, validar los ejemplos representativos del presente estudio.

Objetivo Específico n°3.

Los diferentes equipos de planta y transporte fueron comparados de manera cualitativa, en función a sus características técnicas y/o costos. Posteriormente se calcularon los costos de producción y transporte, para los ejemplos representativos. De esta evaluación cuantitativa se realizó un modelado estadístico de costos en el intervalo de 1 a 15 MMSCFD, para cada cadena de valor.

Objetivo Específico n°4.

Se compararon los resultados de la evaluación cuantitativa con los costos de procesamiento, transporte y distribución de las empresas concesionarias en el Perú, otros proyectos comerciales y los costos hallados por diversas investigaciones. Con los costos validados se graficó de manera tridimensional el comportamiento de estos en función a la demanda y distancia.

Capítulo 2: Marco Teórico

2.1. Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra en yacimientos fósiles en dos formas: no asociado (sólo), disuelto o asociado (al petróleo o al carbón). Está compuesto principalmente de metano (alrededor de un 90%) acompañado de otros gases como nitrógeno, etano, CO₂ y butano, entre otros. Esta composición hace que el gas natural sea un combustible más limpio que los derivados del petróleo (OSINERGMIN, 2014).

2.2. Tecnologías de Transporte de Gas Natural

Después de la producción y pretratamiento del GN es importante establecer la tecnología apropiada para transportar el gas al destino final. Las tecnologías existentes para transportar la energía del gas natural según Mokhatab, Poe, & Mak, (2015) son:

- Gas Natural Licuado (LNG)
- Gas a Líquidos (GTL)
- Gas a Cable (GTW)
- Gas Natural Comprimido (CNG)
- Gas a Sólidos - Hidratos (GTS)
- Gasoductos (Pipeline)

2.3. Transporte por Gas Natural Licuado

El GNL es la forma líquida del gas natural. El gas enfriado a aproximadamente -162 °C se licua y tiene un volumen de aproximadamente 1/600 de gas a temperatura ambiente. Sin embargo, las instalaciones para licuar gas natural requieren maquinaria compleja con partes móviles y vehículos con refrigeración especial para transportar el gas natural licuado al mercado (Mokhatab, Poe, & Speight, 2006).

2.4. Transporte por Gas Natural Comprimido

El gas puede transportarse en contenedores a altas presiones, típicamente 1800 psig (125 bar) para un gas rico (cantidades significativas de etano, propano, etc.) a aproximadamente 3600 psig (250 bar) para un gas pobre (principalmente metano). El gas a estas presiones se denomina gas natural comprimido. El gas natural comprimido se usa en algunos países para el transporte de vehículos como alternativa a los combustibles convencionales (gasolina o diésel). Las estaciones de servicio pueden ser abastecidas por gasoducto, pero los compresores necesarios para llevar el gas a 3000 psig pueden ser costosos de comprar, mantener y operar (Mokhatab, Poe, & Speight, 2006).

2.5. Transporte por Red de Ductos

Las tuberías son un método de transporte muy conveniente pero no son flexibles ya que el gas saldrá de la fuente y llegará a su destino. Si la tubería debe cerrarse, las instalaciones de producción y recepción y la industria a menudo también deben cerrarse porque el gas no puede almacenarse fácilmente, excepto quizás aumentando la presión de la tubería en algún porcentaje (Mokhatab, Poe, & Speight, 2006).

2.6. Industria y Cadena de Valor del Gas Natural

Es aquella que hace posible extraer el hidrocarburo de sus depósitos subterráneos ubicados en las profundidades de la corteza terrestre y traerlo a la superficie para acondicionarlo y transportarlo hasta su destino final o centro de consumo. Llevar el gas natural desde el yacimiento hasta los consumidores, implica la ejecución de un conjunto de actividades que se agrupan generalmente del modo siguiente: exploración, producción (extracción y acondicionamiento), transporte, almacenamiento, distribución y, en muchos casos, comercialización (OSINERGMIN, 2014).

2.7. Cadena de Valor del GNL

Esta cadena de valor tiene por particularidad el proceso de licuefacción que posibilita el transporte de grandes cantidades de GN en forma segura y eficiente. Adicionalmente, como

ventaja de esta cadena de valor se encuentra el almacenamiento en tanques, facilidad que ofrece la tecnología del GNL, tanto como para el productor y el distribuidor.

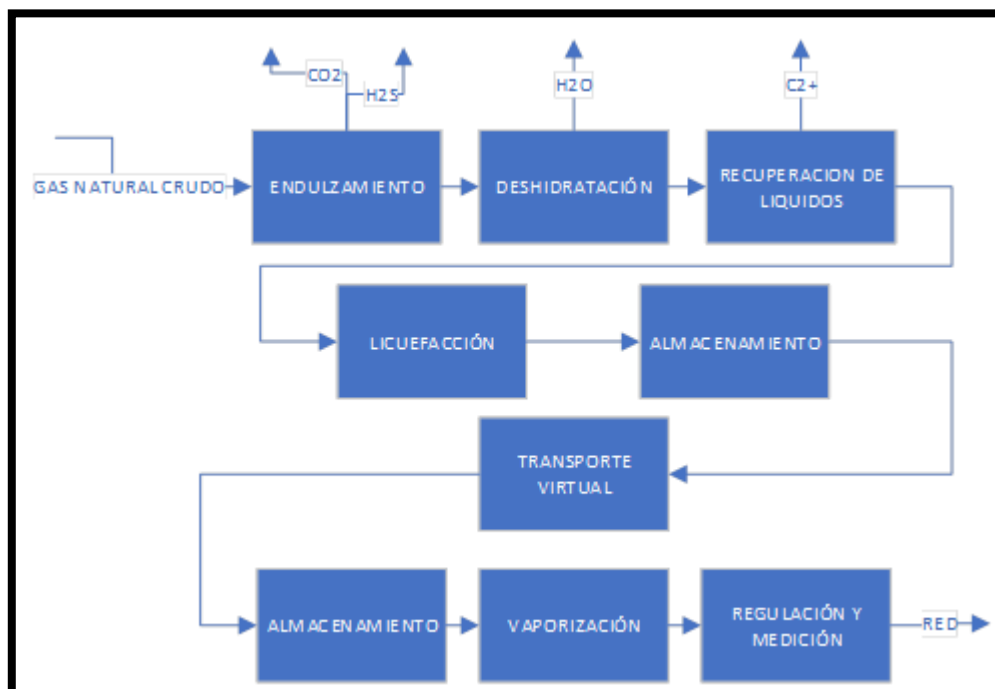
La cadena de valor del GNL contiene tres elementos principales:

- Planta de Licuefacción
- Transporte de red virtual
- Estaciones de regasificación

El orden y los procesos típicos de esta cadena de valor se muestran en la Figura 2.

Figura 2

Cadena de valor del GNL



2.7.1. Plantas de Licuefacción

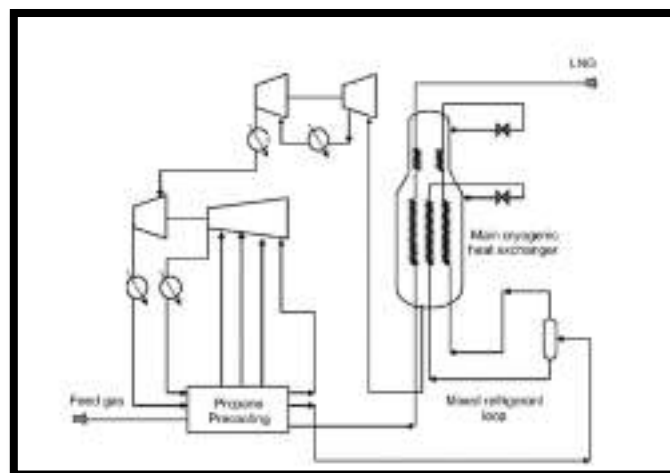
Las tecnologías de licuefacción están en constante evolución lo que hace que existan muchas versiones de los mismos procesos, las descripciones no buscan dar todos los detalles de cada proceso del licenciente, sino los conceptos básicos del diseño y el refrigerante empleado.

Los principales procesos de licuefacción de GN conforme con Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014) son:

APCI Propane Precooled Mixed Refrigerant Process (C3-MR). El proceso C3-MR, como se muestra en la Figura 3, está compuesto por un sistema de preenfriamiento de propano de múltiples etapas seguido de licuefacción usando un sistema de refrigerante mixto (compuesto de nitrógeno, metano, etano y propano). Trenes de 5-10 MTPA.

Figura 3

Proceso típico de refrigerante mixto pre-enfriado con propano de APCI

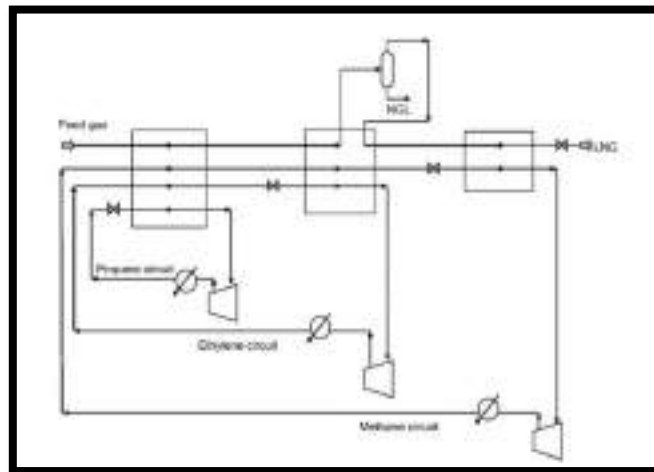


Nota. Figura tomada de Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014).

Phillips Optimized Cascade LNG Process. La Figura 4 proporciona un esquema de diseño de un proceso típico de licuefacción en cascada optimizado de Phillips (POCLP). Este proceso utiliza sistemas de propano y etileno y un sistema de refrigeración de metano de múltiples etapas para equilibrar las cargas de refrigeración. Trenes < 5MTPA.

Figura 4

Proceso de GNL en cascada optimizado de Phillips



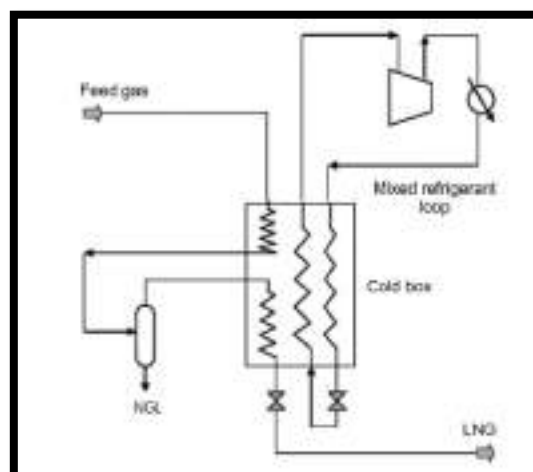
Nota. Figura tomada de Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014).

Black & Veatch Pritchard PRICO® Process – Single Mixed Refrigerant (SMR).

Black & Veatch Pritchard ha desarrollado un proceso de refrigerante mixto patentado. La configuración básica se muestra en la Figura 5. El refrigerante mixto está compuesto de nitrógeno, metano, etano, propano e isopentano. El proceso PRICO se reserva principalmente para aplicaciones de plantas de GNL de menor escala.

Figura 5

Proceso Black & Veatch Pritchard PRICO®

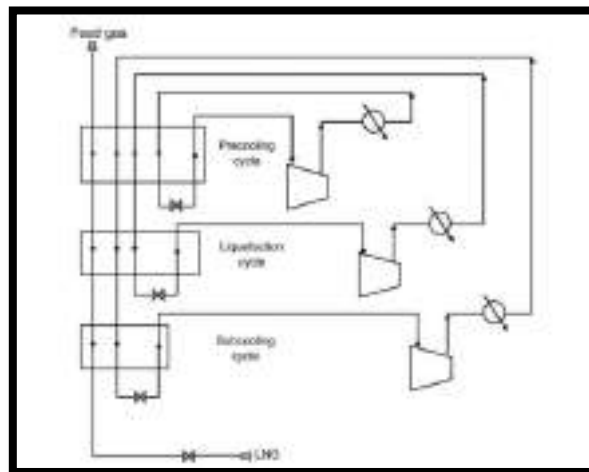


Nota. Figura tomada de Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014).

Statoil/Linde Mixed Fluid Cascade Process (MFC). El proceso MFC es un proceso clásico en cascada con la diferencia de que los ciclos de refrigerante de componentes mixtos reemplazan los ciclos de refrigerante de un solo componente. Como se muestra en la Figura 6, el proceso MFC toma gas natural y lo pre-enfría, licua y subenfria por medio de tres ciclos separados de refrigerante mixto. Los refrigerantes se componen de componentes seleccionados entre metano, etano, propano y nitrógeno. Trenes > 4 MTPA.

Figura 6

Proceso en cascada de fluidos mixtos Statoil / Linde (MFC)

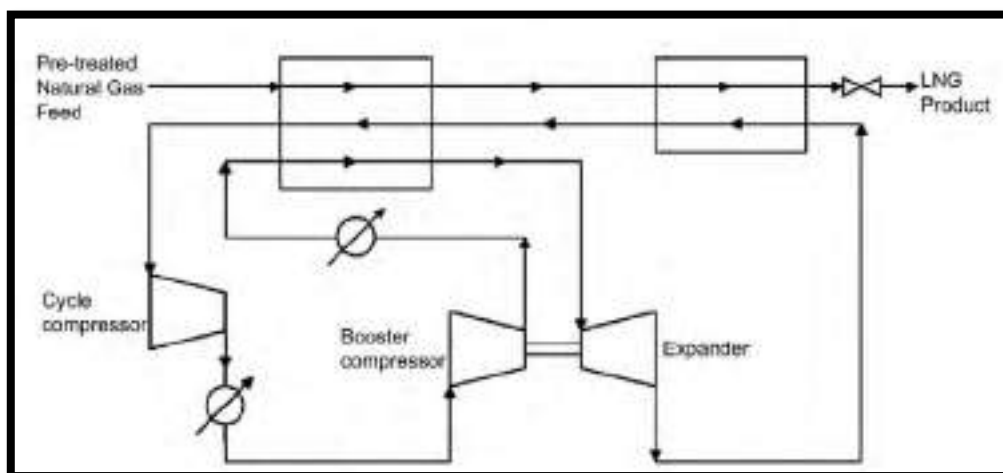


Nota. Figura tomada de Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014).

Shell Dual Mixed Refrigerant Process (DMR) El proceso de refrigerante mixto dual (DMR) para la licuefacción de gas natural, como se muestra en la Figura 7, tiene con dos ciclos de enfriamiento de refrigerante mixto separados, uno para el preenfriamiento del gas a aproximadamente -50 C y otro para el enfriamiento final y licuefacción del gas. Trenes 5-10 MTPA.

Figura 8

Proceso del ciclo de turbo expansión



Nota. Figura tomada de Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood (2014).

2.7.2. Tanques de Almacenamiento de GNL

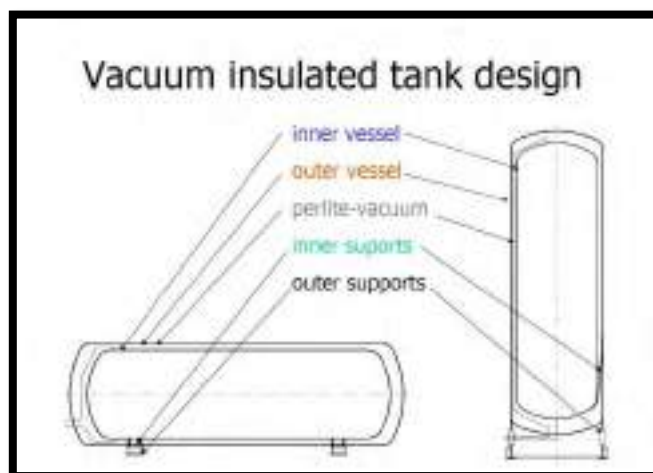
Para el almacenamiento de GNL y de acuerdo con el informe de la empresa CHART Industries (2012) se cuentan con 2 tipos de tanques:

- Tanques metálicos aislados al vacío (Vacuum Insulated)
- Tanques cilíndricos verticales de fondo plano (Flat Bottom)
 - Tanque de contención simple
 - Tanque de contención doble
 - Tanque de contención total

Los modelos de diseño de los dos tipos de tanques están ilustrados en las Figuras 9 y 10.

Figura 9

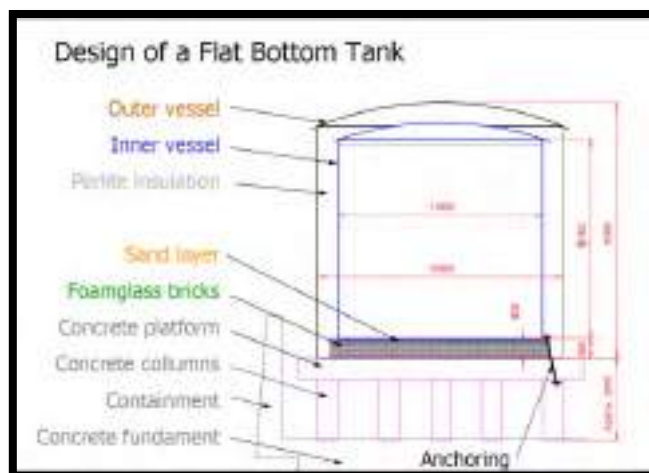
Ejemplo de diseño de un tanque metálico de asilamiento al vacío



Nota. Figura tomada de CHART Industries (2012)

Figura 10

Ejemplo de diseño de un tanque vertical de fondo plano



Nota. Figura tomada de CHART Industries (2012)

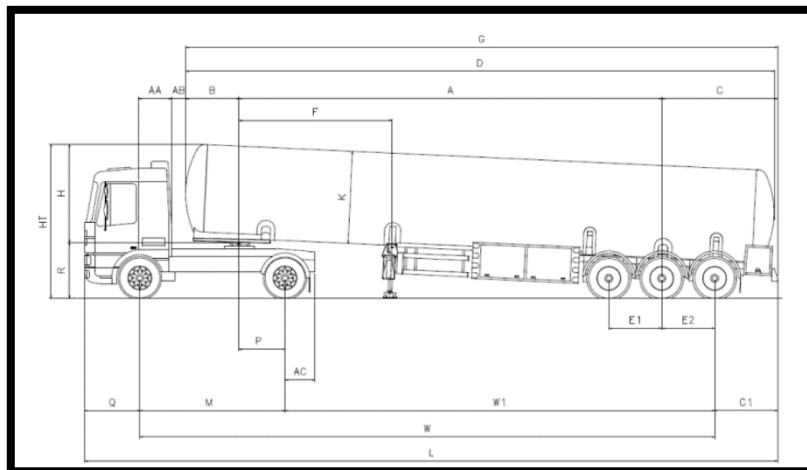
2.7.3. Transporte por Red Virtual (GNL)

La industria del transporte terrestre del GNL es madura. Está utiliza camiones cisterna especializados, de doble capa y aislamiento al vacío. De esta manera el GNL puede

entregarse de manera confiable y segura a las estaciones de regasificación. El modelo típico de estos vehículos se muestra en las Figuras 11 y 12.

Figura 11

Diseño clásico de un camión cisterna de GNL



Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015c).

Figura 12

Camión cisterna de GNL



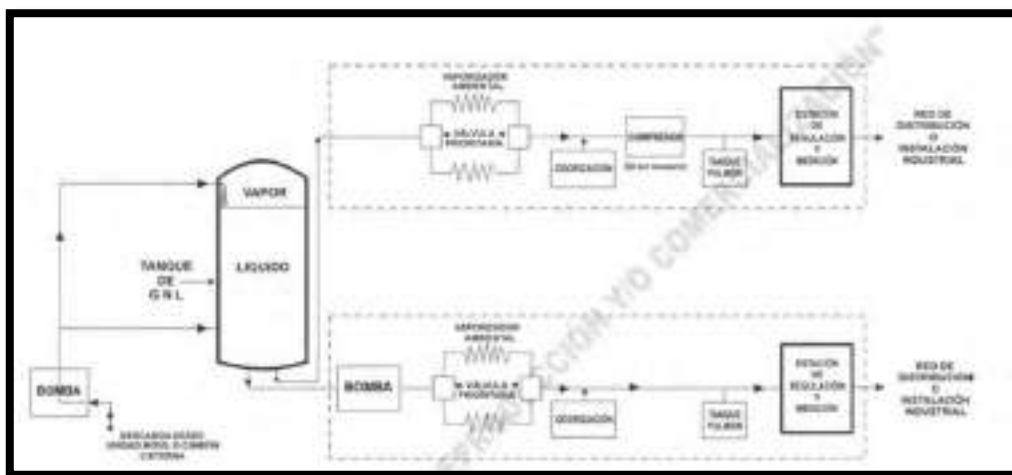
Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015c).

2.7.4. Estaciones de Regasificación

Las estaciones de regasificación son pequeñas instalaciones donde el GNL pasará a estado gaseoso y se distribuirá en una red de ductos a los consumidores finales. Esta tiene 3 elementos principales, el tanque de almacenamiento de GNL, los vaporizadores y la estación de regulación y medición.

Figura 13

Esquema referencial para estaciones de regasificación



Nota. Figura tomada de la NTP 111.032-2 (INACAL, 2020)

La NTP 111.032-2 (INACAL, 2020) aclara que la capacidad máxima de almacenamiento geométrico simple o conjunto es de 1500 m³ por estación, por lo cual la instalación de tanques de aislamiento al vacío se presenta como la mejor opción.

Los vaporizadores tienen por función convertir el GNL a GN en estado gaseoso, y de acuerdo con la NTP 111.032-1 (INACAL, 2020) existen de los siguientes tipos:

- Regasificadores (vaporizadores) de aire ambiental.
- Regasificadores (vaporizadores) /calentadores eléctricos.
- Regasificadores (vaporizadores) de baño de agua.
- Regasificadores (vaporizadores) con caldera.
- Regasificadores (vaporizadores) con calentador remoto.

La estación de regulación y medición comprende un conjunto de tuberías, válvulas, filtros, medidores de flujo, dispositivos de seguridad y elementos complementarios cuyo fin es medir el caudal del gas natural y regular automáticamente la presión del gas manteniéndola dentro de los límites de seguridad de las instalaciones de distribución de gas natural.

2.8. Cadena de Valor del GNC

Esta cadena de valor se enfatiza en la compresión del gas para el transporte virtual, con un índice de reducción volumétrica que va alrededor de las 200 veces, dependiendo de la presión en la que se transporte el gas. Tractebel Engineering (2015b) indica que en el transporte de GNC se tiene como objetivo maximizar la relación del peso del gas transportado al peso de la contención, por lo tanto, idealmente, el transporte se encuentra bajo altas presiones y condiciones de baja temperatura.

La cadena de valor del GNC contiene tres elementos principales:

- Planta de compresión.
- Transporte de red virtual.
- Estaciones de descompresión.

El informe de Tractebel Engineering (2015b) explica que mientras la cadena de GNL se basa en el almacenamiento de gas a gran volumen en cada extremo del transporte, la cadena de GNC se considera más como un flujo continuo sin almacenamiento intermedio de gas a gran volumen; esto explica que el GN se comprime y se carga directamente en las baterías de almacenamiento que serán transportadas a una estación de descompresión.

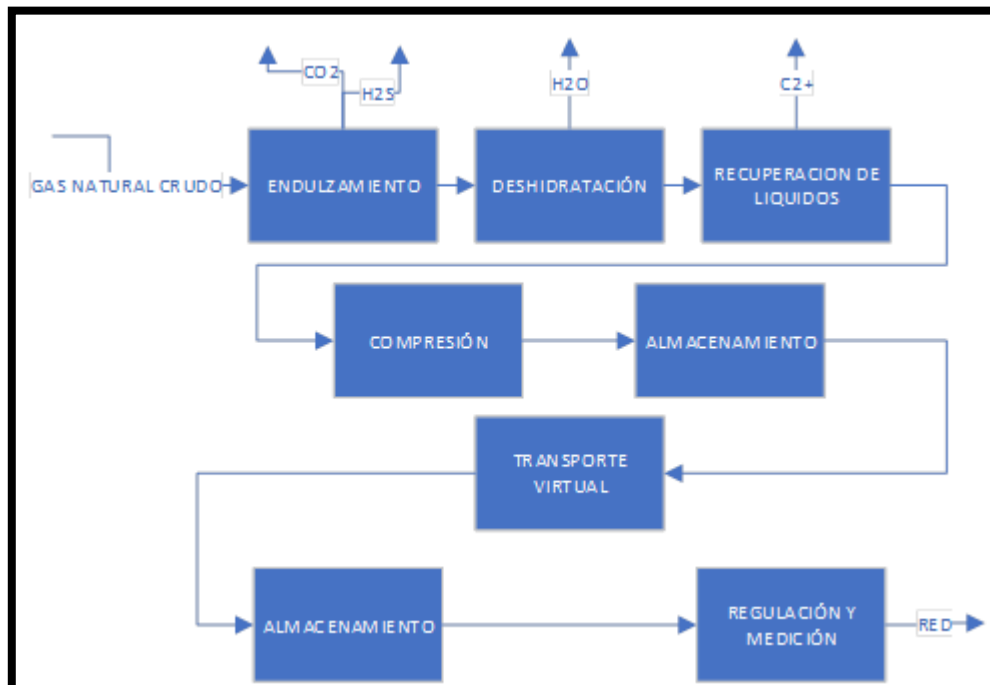
El Decreto Supremo N°010-2021-EM indica: “Las Concesiones cuyos Sistemas de Distribución sean abastecidos parcial o totalmente a través de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuefactado (GNL), deben contar con una capacidad de almacenamiento en instalaciones fijas, capaz de ofrecer autonomía mínima de setenta y dos (72) horas de consumo medio de los consumidores”, este decreto indica que la cadena del

GNC en el Perú si debe tener un almacenamiento en las estaciones de distribución y para fines de comparación se tomará también el almacenamiento en la estación de compresión.

El orden y los procesos típicos de esta cadena de valor se muestran en la Figura 14.

Figura 14

Cadena de valor del GNC



2.8.1. Plantas de Compresión

La tecnología de compresión de gas natural es madura, según la norma NTP 111.031:2008 (INACAL, 2008) estas estaciones se definen como un establecimiento de dimensiones adecuadas que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso de compresión y almacenamiento, para su posterior transporte y comercialización de GNC.

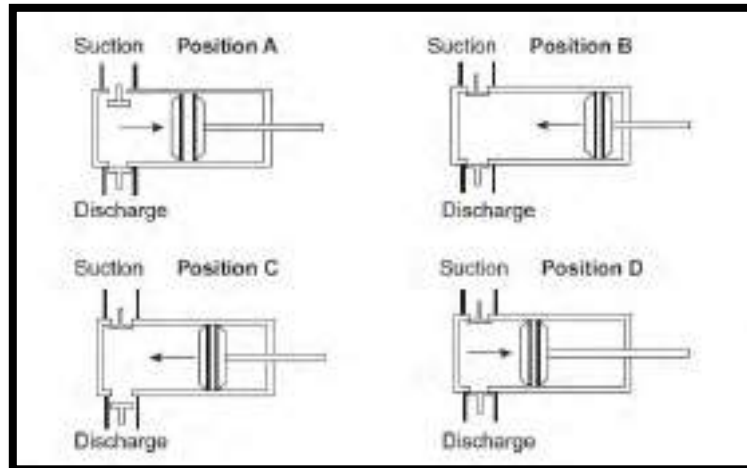
Los principales tipos de compresores para GN conforme a Mokhatab, Poe, & Mak (2015) son:

Compresores Alternativos o Reciprocantes. Un compresor alternativo es una máquina de desplazamiento positivo en la que el elemento de compresión y desplazamiento

es un pistón que se mueve linealmente dentro de un cilindro tal como se muestra en la Figura 15.

Figura 15

Proceso de compresión, tipo alternativo o recíprocante



Nota. Figura tomada de Mokhatab, Poe, & Mak (2015).

Compresores Centrífugos. Un compresor centrífugo logra la tarea de compresión convirtiendo la energía mecánica del conductor en energía cinética en el gas, utilizando las fuerzas que ejercen las superficies aerodinámicas en movimiento y estacionarias sobre este gas.

Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015a)

Figura 18

Unidad Five Pod (Luxfer-GTM Technologies)



Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015a)

Figura 19

Módulo TITAN™4 (Hexagon Lincoln)



Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015a)

Figura 20

Plataformas PAD y módulos de almacenamiento de gas MAT® (Galileo)



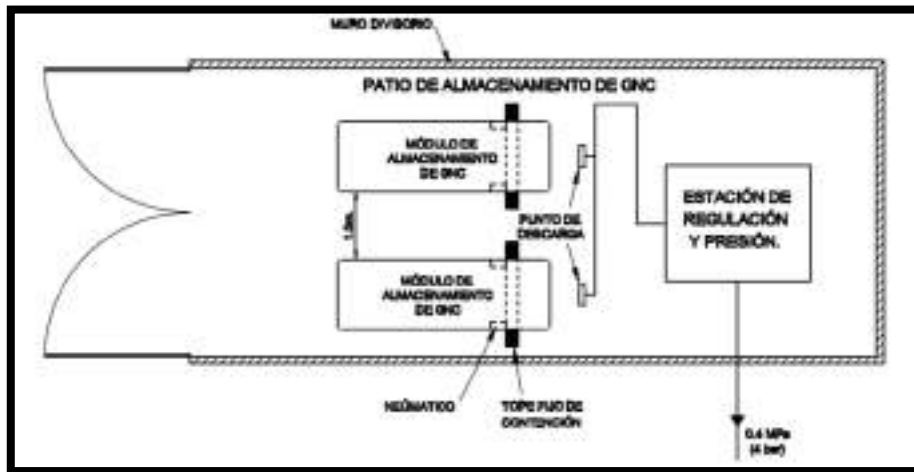
Nota. Figura tomada de Tractebel Engineering (2015a)

2.8.3. Estaciones de Descarga Y Regulación

La NTP 111.031:2008 (INACAL, 2008) lo define como un establecimiento de dimensiones adecuadas que cuenta con los equipos necesarios para realizar la descarga de los módulos contenedores o de almacenamiento y la transferencia del GNC a instalaciones fijas tales como redes de distribución, estaciones de GNV, industrias, generadores. Dicha NTP recalca que para fines de distribución se debe considerar una seguridad de almacenamiento mínimo de reserva.

Figura 21

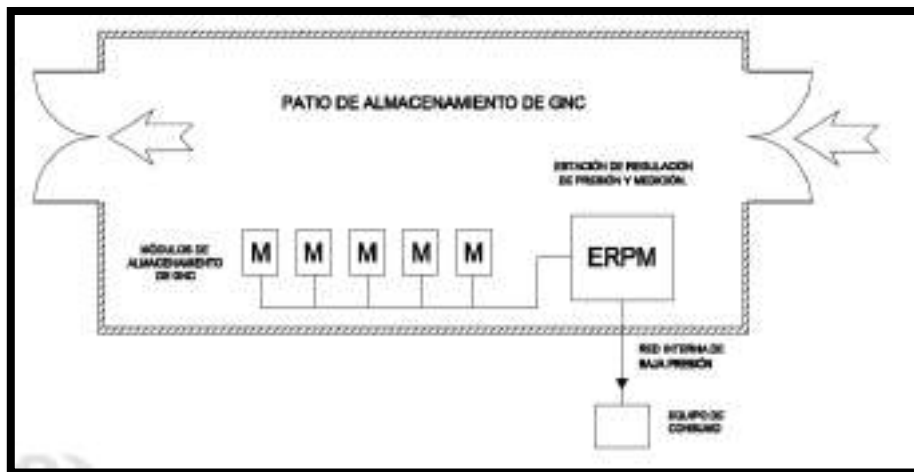
Esquema referencial (1) de una estación de descarga de GNC



Nota: Figura tomada de NTP 111.031:2008 (INACAL, 2008)

Figura 22

Esquema referencial (2) de una estación de descarga de GNC



Nota: Figura tomada de NTP 111.031:2008 (INACAL, 2008)

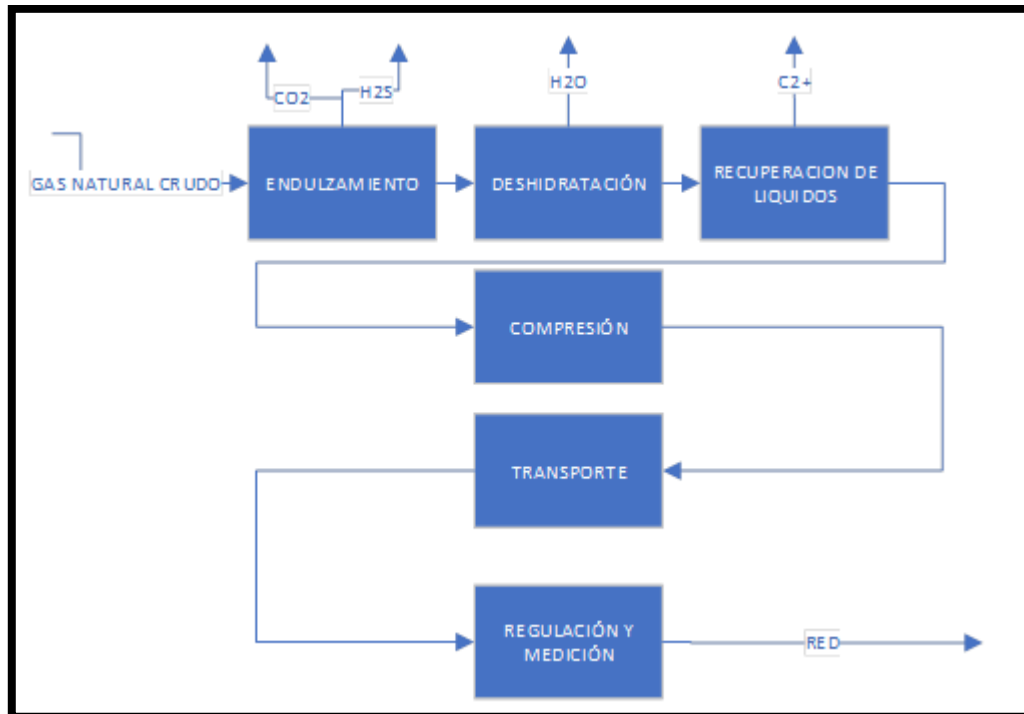
2.9. Cadena de Valor del GN por Gasoductos

Esta cadena se enfoca en el transporte de GN a través de ductos de alta presión, de manera fluida, continua y sin un almacenamiento intermedio tal como se muestra en la Figura

23, esta cadena opera desde una estación compresora hasta un City Gate que se encargara de recibir el GN y darle condiciones aptas de distribución.

Figura 23

Cadena de valor del GN por gasoductos



Las estaciones de compresión tienen las mismas características ya citadas en el capítulo 2.8.1.

2.9.1. Ductos de Transporte de GN

La norma ASME B31.8-2018 (The American Society of Mechanical Engineers, 2018) reconoce como aptos para trasportar y distribuir gas a:

- Tuberías de acero
 - Acero al carbono
 - Acero aleado
- Tuberías de hierro dúctil
- Tuberías plásticas
 - Polietileno

- Policloruro de vinilo (PVC)
- Poliamida
- Tuberías de cobre

2.9.2. City Gate

Conforme con lo señalado por OSINERGMIN (2014), un City Gate es el punto de entrega del gas natural del gasoducto de transporte a la red del distribuidor, este constituye la primera instalación de un sistema de distribución. Es la 'puerta de entrada' del gas natural a la ciudad. Esta planta está compuesta por sistemas de: Filtración, Calentamiento, Regulación, Medición y Odorización.

2.10. Costo de Capital

Son los costos únicos de un proyecto los cuales y de acuerdo a Towler & Sinnott (2013) están compuestos por:

2.10.1. Inversión de Capital Fijo

La inversión de capital fijo es el costo total de diseñar, construir e instalar una planta y las modificaciones asociadas necesarias para preparar el sitio de la planta. La inversión de capital fijo está compuesta por:

1. La inversión en los límites internos de la batería (ISBL) - el costo de la planta en sí.
2. Las modificaciones y mejoras que deban realizarse a la infraestructura del sitio, conocidas como inversión fuera del sitio o OSBL.
3. Costos de ingeniería y construcción.
4. Cargos de contingencia.

Costos de la Planta ISBL. Incluye el costo de adquirir e instalar todo el equipo de proceso que compone la nueva planta. Los costos directos de campo incluyen:

- Todos los principales equipos de proceso, como recipientes, reactores, columnas, hornos, intercambiadores de calor, enfriadores, bombas, compresores, motores,

ventiladores, turbinas, filtros, centrifugas, secadores, etc., incluyendo fabricación en campo y prueba si es necesario.

- Artículos a granel, como tuberías, válvulas, cableado, instrumentos, estructuras, aislamiento, pintura, aceites lubricantes, disolventes, catalizadores, etc.
- Obras civiles como caminos, cimentaciones, pilotajes, edificaciones, alcantarillados, zanjas, terraplenes, etc.
- Mano de obra y supervisión de la instalación.

Costos Fuera del Sitio OSBL. Incluye los costos de los complementos que se deben hacer a la infraestructura del sitio, para acomodar la adición de nuevas instalaciones o el aumento de la capacidad de una planta existente. Las inversiones externas pueden incluir:

- Subestaciones eléctricas principales, transformadores, subestación de control, líneas eléctricas
- Plantas de generación de energía, motores de turbina, generadores de reserva
- Tuberías de agua, desmineralización de agua, planta de tratamiento de aguas residuales, drenaje del sitio y alcantarillado
- Puentes de tuberías, tuberías de alimentación y productos
- Patios de tanques, instalaciones de carga, silos, cintas transportadoras, muelles, almacenes, vías férreas, montacargas
- Laboratorios, equipos analíticos
- Oficinas, comedores, vestuarios, salas de control central
- Talleres e instalaciones de mantenimiento
- Servicios de emergencia, equipos contra incendios, hidrantes, instalaciones médicas, etc.
- Seguridad del sitio, cercas, puertas de entrada, paisajismo

Costos de Ingeniería. Los costos de ingeniería, a veces denominados costos de la oficina central o cargos del contratista, incluyen los costos de diseño detallado y otros servicios de ingeniería requeridos para llevar a cabo el proyecto.

Cargos de Contingencia. Son costos adicionales que se agregan al presupuesto del proyecto para permitir la variación del costo estimado. Todas las estimaciones de costos son inciertas y el costo final de instalación de muchos artículos no se conoce hasta que la instalación se haya completado con éxito. Aparte de los errores en la estimación de costos, los costos de contingencia también ayudan a cubrir:

- Cambios menores en el alcance del proyecto
- Cambios en los precios (por ejemplo, precios del acero, cobre, catalizador, etc.)
- Fluctuaciones monetarias
- Conflictos laborales
- Problemas de subcontratistas
- Otros problemas inesperados

2.10.2. Capital de Trabajo

Además de la inversión de capital fijo que se utilizó para diseñar y construir la planta, el propietario necesita invertir algo de capital para iniciar y mantener las operaciones de la planta.

2.11. Costos de Producción

De acuerdo con Towler & Sinnott (2013) estos costos están compuestos por:

2.11.1. Costos Variables

Los costos variables de producción son costos que son proporcionales a la producción de la planta o a la tasa de operación. Estos incluyen los costos de:

- Materias primas consumidas por el proceso.

- Servicios públicos: combustible quemado en calentadores de proceso, vapor, agua de refrigeración, electricidad, agua sin tratar, instrumentación, aire, nitrógeno y otros servicios traídos de otras partes del sitio.
- Consumibles—solventes, ácidos, bases, materiales inertes, inhibidores de corrosión, aditivos, catalizadores y adsorbentes que requieren un reemplazo continuo o frecuente.

2.11.2. Costos Fijos

Los costos fijos de producción son costos en los que se incurre independientemente de la tasa de operación o producción de la planta. Si la planta reduce su producción, estos costos no se reducen. Los costos fijos incluyen:

- Mano de obra operativa
- Supervisión
- Mantenimiento
- Impuestos sobre la propiedad y seguros
- Renta de terrenos (y/o edificios)
- Gastos generales de planta: Cargos para cubrir funciones de gastos generales corporativos, como recursos humanos, investigación y desarrollo, tecnología de la información, finanzas, etc.
- Cargos de capital: Incluyen los pagos de intereses adeudados sobre cualquier deuda o préstamo utilizado para financiar el proyecto.

2.12. Estimación de Costos Instalados: Método Factorial

El método factorial se puede utilizar con datos generales de dimensionamiento, para hacer una estimación rápida y aproximada de la inversión de capital fijo necesario para un proyecto.

2.12.1. Costos de Equipos Comprados

Para estimaciones preliminares y cuando no se cuenta con acceso a datos de costos confiables o software de estimación, se puede utilizar las correlaciones de curvas de costo para equipos comprados mostradas por Towler & Sinnott (2013), los factores de los principales equipos están en el Apéndice C.

2.12.2. Estimación de Costos de Instalación

En las primeras etapas de diseño del proceso y en ausencia de información detallada, Towler & Sinnott (2013) sugieren usar los factores de Hand mostrados en el Apéndice C. para correlacionar los costos de un equipo instalado en planta. Estos costos incluyen:

- Montaje de equipos, incluidos cimientos y trabajos estructurales menores.
- Tuberías, incluidos el aislamiento y la pintura.
- Electricidad, suministro e iluminación.
- Instrumentos y sistemas de control automático de procesos (APC).
- Estructuras y construcciones de procesos.
- Construcciones auxiliares, oficinas, edificios de laboratorio, talleres.
- Almacenamiento de materias primas y productos terminados.
- Servicios públicos, provisión de planta para servicios de vapor, agua, aire, extinción de incendios.
- Preparaciones de sitio.

2.13. Estimación del ACCR

El índice de requerimiento de capital anual es la fracción del capital que debe pagarse cada año para reembolsar por completo lo invertido, además de todos los intereses acumulados durante la vida de la inversión, de acuerdo con Towler & Sinnott (2013). Esta usa la misma fórmula (2.1) que se utiliza para calcular los pagos anuales fijos de las hipotecas de viviendas y otros préstamos en los que el capital se amortiza durante el período del préstamo.

$$ACCR = \frac{[i(1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} \quad (2.1)$$

Donde:

- i: interés
- n: Años de financiamiento

2.14. Exactitud y Propósito de las Estimaciones de Costos

La Asociación para el Avance de la Estimación de Costos Internacional (AACE International) es la asociación profesional que representa a la profesión de ingeniería de costos en los Estados Unidos. AACE International clasifica las estimaciones de costos de capital en cinco tipos según su precisión y propósito:

- Estimaciones aproximadas (Clase 5), precisión típica de $\pm 30-50\%$, generalmente basada en los costos de procesos similares y que esencialmente no requiere información de diseño. Estos se utilizan en estudios de viabilidad iniciales y con fines de selección.
- Estimaciones preliminares (Clase 4), precisión típica de $\pm 30\%$, que se utilizan para tomar decisiones aproximadas entre alternativas de diseño. Se basan en datos de costos limitados y detalles de diseño.
- Estimaciones definitivas (Clase 3), precisión típica de $\pm 10-15\%$. Estos se utilizan para la autorización de fondos para proceder con el diseño hasta el punto en que se pueda hacer una estimación precisa y más detallada.
- Estimaciones detalladas (Clase 2), precisión de $\pm 5-10\%$, que se utilizan para el control de costos del proyecto y estimaciones para contratos de precio fijo.
- Estimaciones de verificación (Clase 1), precisión de $\pm 5-10\%$. Esto se basa en un diseño completo y negociaciones concluidas sobre la adquisición de artículos especializados y artículos de largo tiempo de entrega.

2.15. Estimaciones de Magnitud: Método de la curva de costos

De acuerdo con Towler & Sinnott (2013), en las primeras etapas de diseño se pueden realizar estimaciones rápidas de costo de capital sin la necesidad de completar un diseño de planta.

La forma más rápida de hacer estimaciones del orden de magnitud del costo de la planta es escalarlo a partir del costo conocido de una planta anterior que uso la misma tecnología. Estos se pueden relacionar con la capacidad de acuerdo con la ecuación 2.2.

$$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^n \quad (2.2)$$

Donde:

- C_2 = Costo de capital (ISBL) de una planta con capacidad S_2
- C_1 = Costo de capital (ISBL) de una planta con capacidad S_1
- n = Exponente de escalamiento

El exponente n suele ser 0.8 a 0.9 para procesos que utilizan gran trabajo mecánico. Para productos petroquímicos típicos n suele estar alrededor de 0.7. Para procesos de pequeña escala y altamente instrumentados n está en el rango de 0.4 a 0.5. El valor promediado en toda la industria química de n es aproximadamente 0.6 y por ello la ecuación 2.2 se conoce comúnmente como la “regla de los seis decimos”.

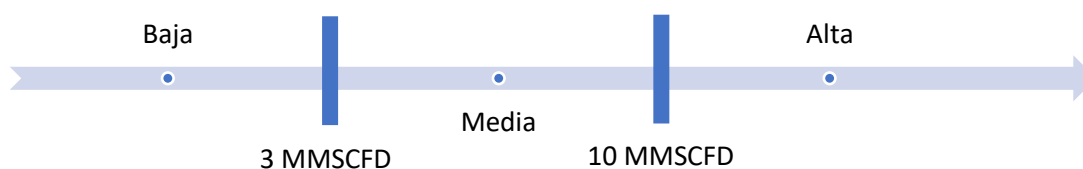
Garrett (1989) narra que la factorización de exponentes nace de la representación de una función potencial de una escala log-log, de diversos costos de equipos o plantas a diferentes escalas. Con la pendiente de la función log-log o el exponente de la función potencial se puede factorizar razonablemente dichos costos.

Capítulo 3: Demandas y Distancias del Mercado

3.1. Producción de Gas Natural No Aprovechado en el Perú

El gas natural en el Perú es extraído en pozos de gas natural y de pozos petroleros en forma de gas natural asociado, llegando a utilizarse y/o entrar al mercado en solo un aproximado del 70% de todo el gas natural extraído del subsuelo.

Para poder suministrar un sistema de distribución de gas natural, se evaluó la capacidad de producción, conforme los criterios de volumen de la investigación titulada: “*Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas*” (Tractebel Engineering, 2015b) que evaluó el abastecimiento de gas natural en consumos menores a 15MMSCFD.



La producción y el porcentaje de aprovechamiento por cada pozo productor de gas en el Perú esta detallado en el Apéndice A, esta fue alimentada con estadística de Perupetro para los años 2018, 2019 y 2020 (Años considerados apropiados para esta evaluación).

Figura 24

Aprovechamiento de gas natural 2018-2020



Según la Figura 24, se observó que la mayoría de pozos productores de gas natural tienen un gran porcentaje de gas no aprovechado, el cual serviría para distribuir gas natural al sector residencial, comercial e incluso en algunos casos el industrial.

Finalmente, de la evaluación de la producción de pozos se concluyó que los productores apropiados para aportar a la distribución de GN son:

Tabla 1

Pozos productores con capacidad de suministro de GN no aprovechado

Operador	Lote	Nivel de consideración	Capacidad de abastecimiento (MMSCFD)
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	88	Alto	372.58
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	56	Alto	49.59
Savia Perú S.A.	Z-2B	Alto	44.58

Operador	Lote	Nivel de consideración	Capacidad de abastecimiento (MMSCFD)
Aguaytia Energy del Perú S.R.L.	31-C	Alto	30.46
Pacific Off Shore	Z-1	Alto	15.92
CNPC Perú S.A.	X	Medio	6.29

3.2. Demanda Energética de Concesiones

El Perú contaba con cuatro concesiones operativas de distribución de gas natural por red de ductos en los años 2018, 2019 y 2020, años donde la demanda tenía las siguientes características:

Tabla 2

Demanda energética de GN en concesiones peruanas

Año		Calidda (MMBTUD)	Contugas (MMBTUD)	Quavii (MMBTUD)	Naturgy (MMBTUD)
2018	Mínimo	283,311.8	14,330.1	0.8	77.1
	Máximo	808,666.5	56,505.2	4,640.4	2,679.3
2019	Mínimo	246,376.5	13,134.7	488.7	847.4
	Máximo	817,784.3	45,563.8	11,999.6	4,304.9
2020	Mínimo	65,122.2	5,714.4	2,446.5	751.5
	Máximo	839,415.6	45,585.4	17,309.1	4,686.3

Nota. Elaboración propia a partir de los reportes operativos de cada empresa concesionaria y un poder calorífico¹ de 9544.33 kcal/m³std.

¹ Poder calorífico máximo reportado en enero por Calidda. (2021). Formato 01: Registro del indicador de Características de Gas Natural (CG). OSINERGMIN.

De la Tabla 2 se observó que el consumo de Calidda es muy superior a las demás debido a sus grandes clientes como generadoras eléctricas y otras industrias que están instaladas en los departamentos de Lima y Callao, le sigue Contugas quien tiene un consumo elevado y finalmente quedan las empresas de Quavii y Naturgy que representan los volúmenes que se suele comercializar en una red de distribución de baja escala. Para fines de este estudio se tomó como referencia la cantidad de gas natural que comercializan estas dos empresas.

Tabla 3

Demanda volumétrica de GN en concesiones peruanas

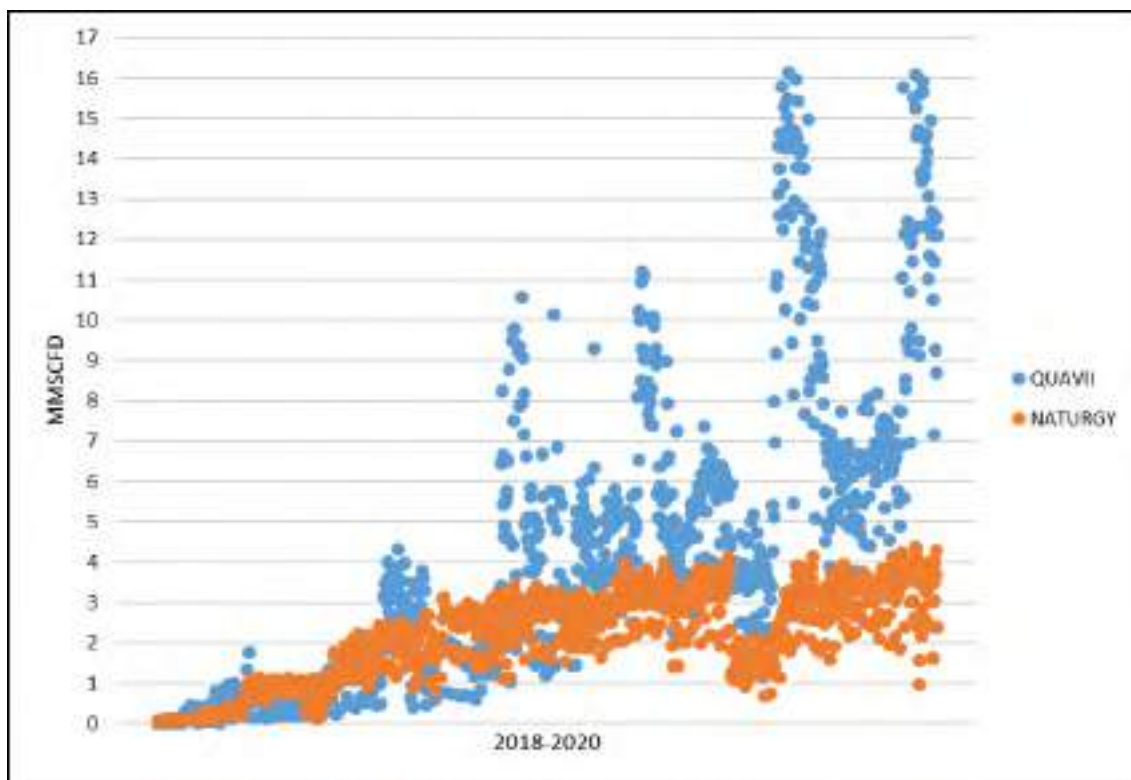
Año		Calidda (MMSCFD)	Contugas (MMSCFD)	Quavii (MMSCFD)	Naturgy (MMSCFD)
2018	Mínimo	262.0	13.3	0.0	0.1
	Máximo	747.8	52.3	4.3	2.5
2019	Mínimo	227.8	12.1	0.5	0.8
	Máximo	756.2	42.1	11.2	4.0
2020	Mínimo	60.2	5.3	2.3	0.7
	Máximo	776.2	42.2	16.1	4.4

Nota. Elaboración propia a partir de los reportes operativos de cada empresa concesionaria.

En la Tabla 3 se aprecia que los consumos volumétricos de las empresas concesionarias Quavii y Naturgy tuvieron los siguientes detalles que se tomaran en cuenta para el dimensionamiento del mercado objetivo de este proyecto.

Figura 25

Consumos volumétricos de Quavii y Naturgy (2018-2020)



Nota. Elaboración propia a partir de los reportes operativos de cada empresa concesionaria

3.3. Demanda Energética por Departamentos

Para el cálculo del consumo energético en los departamentos de país, se evaluó el mercado competidor por categorías del gas natural en los años 2018-2020. Los principales competidores del gas natural se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4

Combustibles alternativos según categorías tarifarias de GN

Categoría tarifaria	Combustible alternativo
Categoría A (Residencial)	GLP-10 kg
Categoría B (Comercial)	GLP-45 kg, GLP-granel
Categoría C (Vehicular)	Gasohol 90

Categoría tarifaria	Combustible alternativo
Categoría B (Industrial)	Residual N°06

Nota. Tabla tomada de Gas Energy Latin America (2019).

Para el cálculo se evaluó el consumo de GLP (Envasado, Granel y Vehicular), Gasohol 90 y Residual N°06, datos reportados en los documentos SCOP de OSINERGMIN.

Para la presente evaluación no se tomó en cuenta los departamentos que ya están incluidos en la cobertura de las 4 empresas de distribución antes mencionadas. Los consumos energéticos por combustible alternativo están descritos en el Apéndice B.

Tabla 5

Consumo energético promedio de departamentos del Perú (2018-2020)

Departamento	Consumo Promedio (MMBTUD)
Amazonas	2,754.71
Apurímac	2,700.95
Ayacucho	5,579.30
Cusco	21,440.73
Huancavelica	1,347.78
Huánuco	14,977.17
Junín	33,838.76
Loreto	11,021.61
Madre de Dios	773.78
Pasco	2,559.74
Piura	31,110.24
Puno	6,961.00
San Martín	11,162.02
Tumbes	2,013.08
Ucayali	17,147.34

Para obtener la cantidad de gas natural necesaria para abastecer esta demanda energética, es necesario entender que el cálculo de la energía del GN es producto del poder

calorífico y el volumen en condiciones estándar². Para el cálculo de volumen del GN también se utilizó el valor de 9544.33 kcal/m³.

Los resultados señalan que para abastecer la demanda departamental es necesario el flujo volumétrico de GN mostrado en la Tabla 6.

Tabla 6

Consumo de GN estimado para cada departamento

Departamento	Consumo promedio (MMSCFD)
Amazonas	2.57
Apurímac	2.52
Ayacucho	5.21
Cusco	20.00
Huancavelica	1.26
Huánuco	13.97
Junín	31.57
Loreto	10.28
Madre de dios	0.72
Pasco	2.39
Piura	29.03
Puno	6.49
San Martín	10.41
Tumbes	1.88
Ucayali	16.00

Con las poblaciones de los departamentos, se estimó el consumo energético per cápita (Tabla 7).

Tabla 7

Población y Consumo Energético per cápita

Departamento	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Promedio (MBTU/person a. día)
Amazonas	419,833	423,863	426,806	6.50
Apurímac	427,323	429,587	430,736	6.29

² Según la norma ISO 13443:2006 - Natural gas - Standard reference conditions, se toma como condiciones estándar de referencia los valores de 1 atm de presión y 15°C de temperatura.

Departamento	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Promedio (MBTU/person a. día)
Ayacucho	659,061	664,494	668,213	8.40
Cusco	1,320,530	1,340,457	1,357,075	16.01
Huancavelica	376,346	371,260	365,317	3.63
Huánuco	757,467	759,851	760,267	19.73
Junín	1,335,139	1,350,021	1,361,467	25.09
Loreto	1,000,350	1,015,212	1,027,559	10.86
Madre de dios	161,324	167,674	173,811	4.62
Pasco	271,704	272,157	271,904	9.41
Piura	1,974,368	2,013,517	2,047,954	15.47
Puno	1,236,836	1,239,022	1,237,997	5.62
San Martín	866,861	884,283	899,648	12.62
Tumbes	241,321	246,699	251,521	8.16
Ucayali	558,767	574,509	589,110	29.88

Nota. Tabla de elaboración propia a partir de los datos poblacionales del INEI (Instituto Nacional de Estadística e informática) y los datos energéticos del Apéndice B.

Figura 26

Consumo energético de GLP per cápita

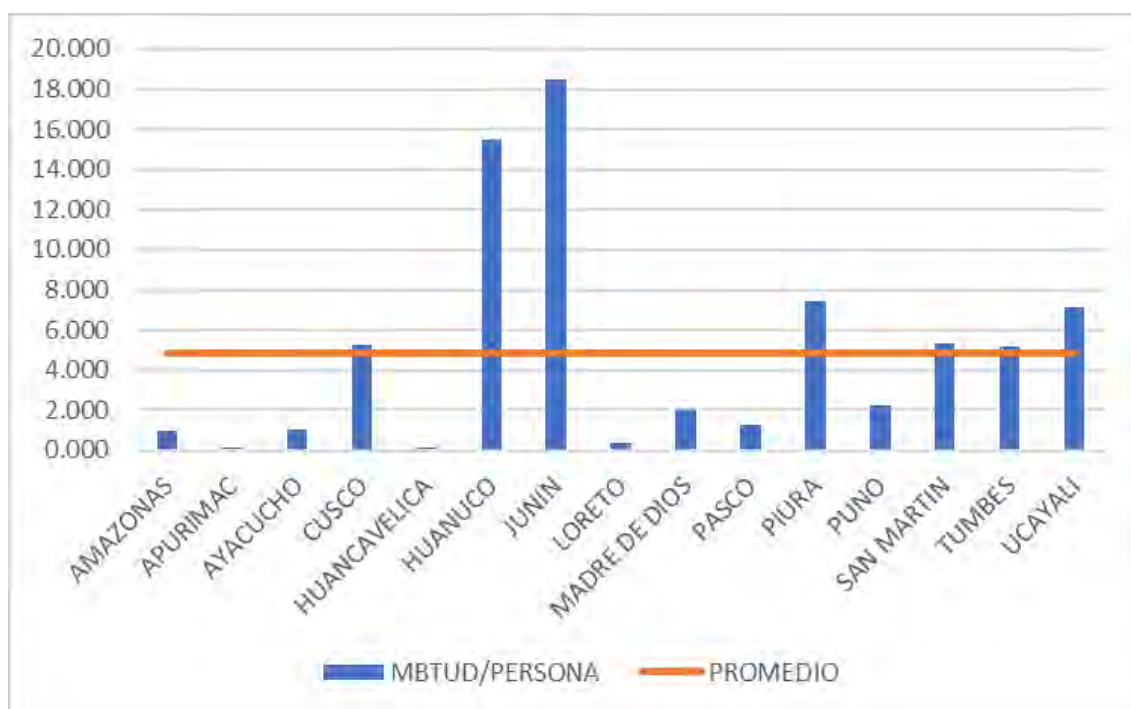
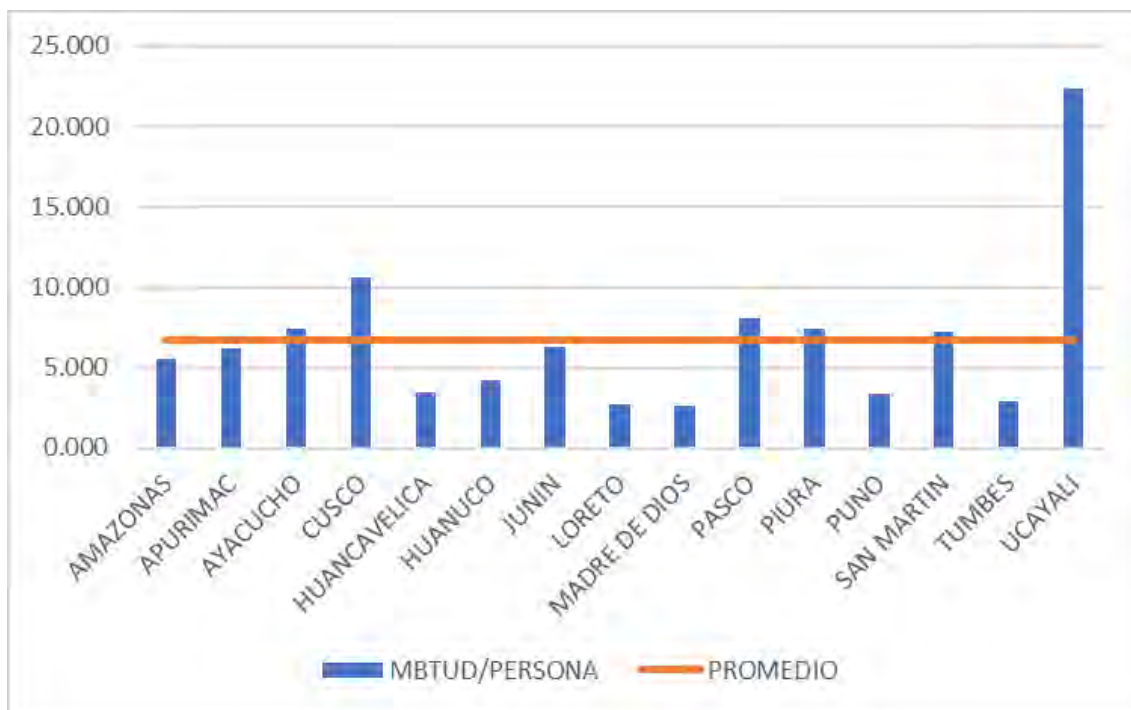
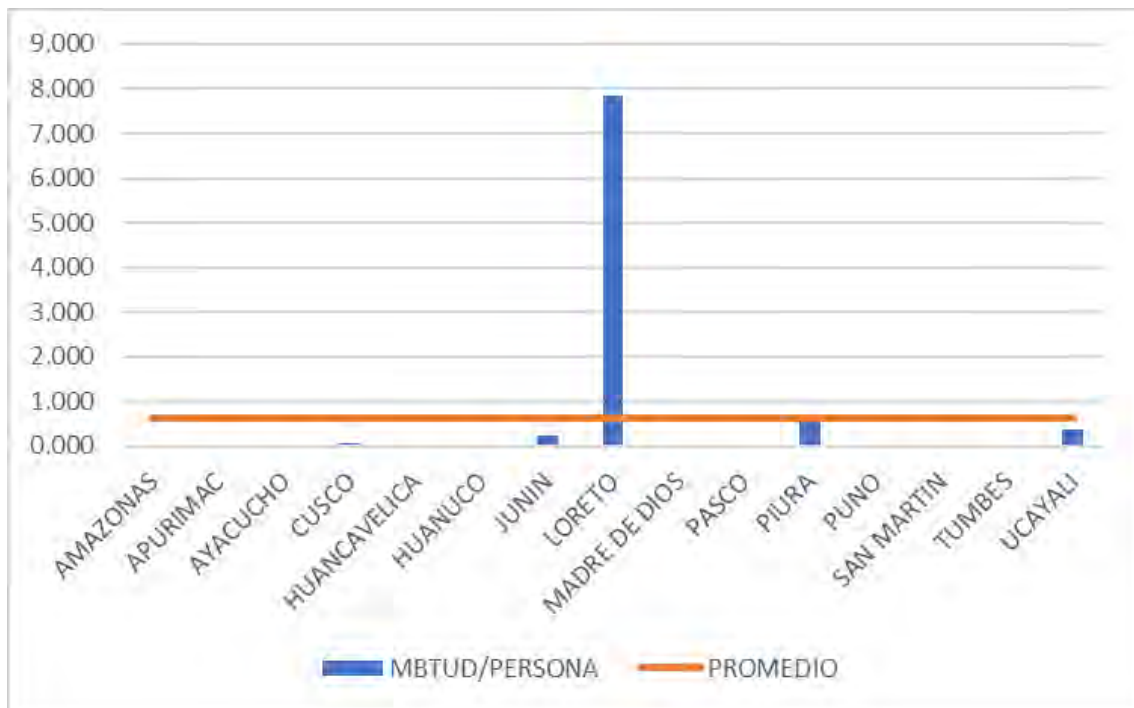
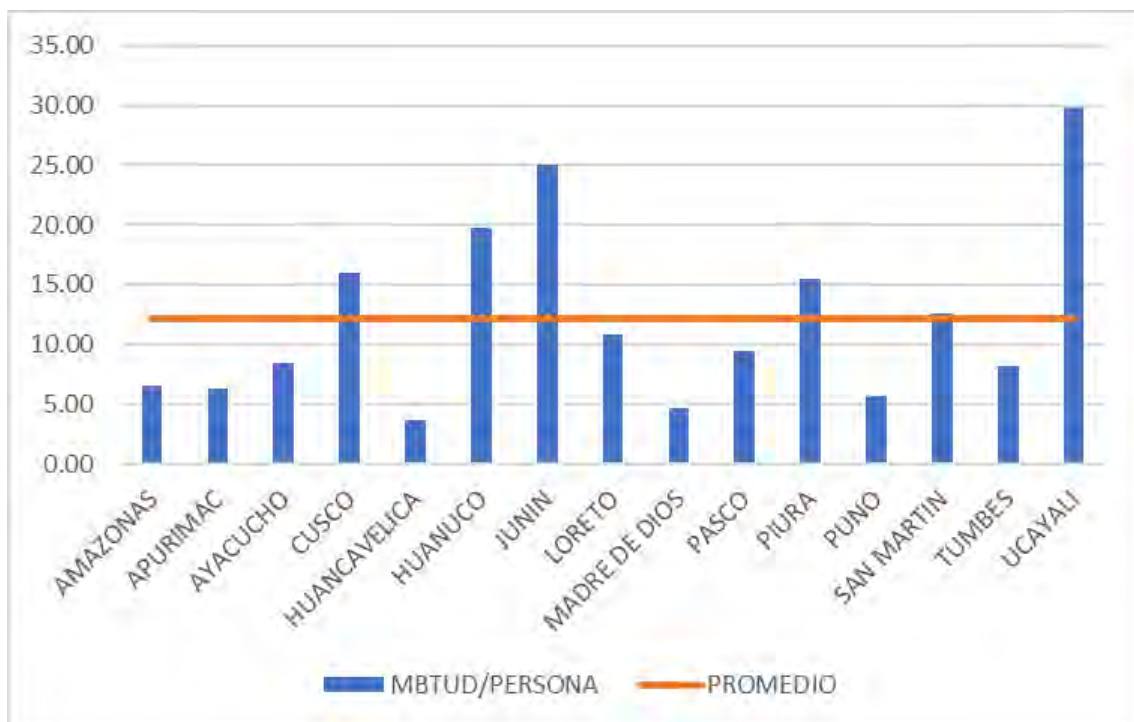


Figura 27

Consumo energético de Gasohol 90 per cápita



Nota. Para las regiones de: Amazonas, Loreto, Madre de Dios, San Martín y Ucayali se consideró el consumo de Gasolina 90.

Figura 28*Consumo energético de Residual N°6 per cápita***Figura 29***Consumo energético total per cápita*

Según las regiones evaluadas se concluyó que un habitante promedio consume aproximadamente 12.15 MBTUD (Figura 29), por lo tanto, se estima que con volúmenes de gas menores a 15 MMSCFD se puede abastecer hasta 1.3 millones de habitantes.

3.4. Distancia de Pozos Productores al Mercado

La distancia de los pozos al mercado fue obtenida con el fin de justificar la selección de una tecnología de transporte de GN adecuada a las exigencias del mercado.

Las distancias fueron tomadas de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Distancia Directa: Para estimar una longitud apropiada para una hipotética red de ductos.
- Distancia por Carretera: Para estimar una longitud apropiada para un transporte virtual de gas natural (GNC y GNL)

Tabla 8

Distancias Directas y por Carretera de Pozos a Departamentos

Pozos	Tipo de Distancia	Lote: 88 (km)	Lote: 56 (km)	Lote: Z-2B (km)	Lote: 31-C (km)	Lote: Z-1 (km)	Lote: X (km)	Lote: IV (km)
Amazonas	Directo	838	797	401	374	428	428	411
	Carretera	1,741	1,741	565	877	787	662	647
Apurímac	Directo	202	225	1,357	633	1,395	1,380	1,352
	Carretera	474	474	1,963	1,220	2,150	2,028	2,014
Ayacucho	Directo	227	216	1,190	537	1,264	1,243	1,217
	Carretera	422	422	1,615	839	1,804	1,680	1,666
Cusco	Directo	211	237	1,435	670	1,423	1,441	1,413
	Carretera	440	440	2,192	1,177	2,343	2,222	2,207
Huancavelica	Directo	274	258	1,154	486	1,142	1,161	1,139
	Carretera	595	595	1,545	723	1,670	1,547	1,532
Huánuco	Directo	441	392	812	201	858	823	805
	Carretera	950	950	1,271	351	1,408	1,278	1,264
Junín	Directo	284	251	1,066	408	1,109	1,084	1,055
	Carretera	589	589	1,411	598	1,548	1,422	1,408
Loreto ³	Directo	898	872	893	564	818	885	880
	Carretera	-	-	-	-	-	-	-

³ La ciudad de Iquitos (capital del departamento de Loreto) no tiene acceso por carretera, por lo tanto, no se pudo medir una distancia por carretera.

Pozos	Tipo de Distancia	Lote: 88 (km)	Lote: 56 (km)	Lote: Z-2B (km)	Lote: 31-C (km)	Lote: Z-1 (km)	Lote: X (km)	Lote: IV (km)
Madre De Dios	Directo	390	433	1,597	806	1,605	1,600	1,595
	Carretera	873	873	2,938	1,609	3,075	2,949	2,935
Pasco	Directo	410	369	874	273	915	890	870
	Carretera	852	852	1,195	475	1,332	1,206	1,192
Piura	Directo	1,148	1,096	99	692	169	114	96
	Carretera	1,968	1,968	116	1,466	253	127	113
Puno	Directo	532	571	1,752	1,005	1,780	1,768	1,745
	Carretera	782	782	2,404	1,517	2,541	2,416	2,401
San Martin	Directo	800	767	504	324	489	510	494
	Carretera	1,671	1,671	797	796	934	808	794
Tumbes	Directo	1,257	1,208	144	788	27	119	134
	Carretera	2,264	2,264	186	1,578	34	177	174
Ucayali	Directo	429	397	854	76	852	864	845
	Carretera	950	950	1,423	89	1,560	1,434	1,609

Nota. Tabla de elaboración propia a partir de los datos obtenidos del Mapa Energético Minero (OSINERGMIN, 2021) y de mapas de Google.

De la Tabla 8 se observó que los pozos cuya distancia es menor a 1000 km en ambas categorías (Físico y Virtual) a los distintos departamentos son:

- Lote 88: Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Junín, Madre de Dios, Pasco, Puno, Ucayali.
- Lote 56: Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Junín, Madre de Dios, Pasco, Puno, Ucayali.
- Lote Z-2B: Amazonas, Piura, San Martín, Tumbes.
- Lote 31-C: Amazonas, Ayacucho, Huancavelica, Huánuco, Junín, Pasco, San Martín, Ucayali.
- Lote Z-1: Amazonas, Piura, San Martín, Tumbes.
- Lote X: Amazonas, Piura, San Martín, Tumbes.
- Lote IV: Amazonas, Piura, San Martín, Tumbes.

Adicionalmente se concluyó que la mayoría de departamentos tiene más de una alternativa para poder abastecerse de GN, ya sea de forma física o virtual.

3.5. Demandas y Distancias Modelo de Estudio

En concordancia con el estudio llevado por Tractebel Engineering (2015b), que evaluó la comercialización de GN en distancias cortas, se tomó como ejemplos representativos las distancias de 150 km, 500 km y 1000 km, distancias apropiadas para el estudio del transporte de gas on-shore.

Finalmente, según lo evaluado en los consumos estimados de GN en los distintos departamentos se tomó como ejemplos representativos los volúmenes de 3 MMSCFD, 10 MMSCFD y 15 MMSCFD.

Capítulo 4: Evaluación de Tecnologías

4.1. Selección de Tecnologías de Transporte de Gas Natural

Las tecnologías de GTL, GTS y GTW involucran procesos físicos y químicos que cambian la naturaleza del gas natural, por otro lado, la selección de tecnologías existentes depende de la distancia, los mercados de consumo y las tasas de producción del campo de gas, por lo tanto, de las opciones propuestas se eligieron las tecnologías que transportan gas natural en su forma más pura y directa estudiando así las tecnologías de: Gas Natural Licuado, Gas Natural Comprimido y Gasoducto.

4.2. Selección de Tecnología de Licuefacción

Una comparación cualitativa de los diferentes ciclos de licuefacción se resume en la Tabla 9. En general, las plantas de expansión se ven favorecidas en las pequeñas instalaciones, y las plantas de ciclo de refrigerante mixto son más atractivas para las plantas de GNL de mediana escala. Para las plantas de GNL de carga-base⁴, se favorece los procesos: MRC pre-enfriado con propano, cascada, y el ciclo dual debido a su mayor eficiencia (Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood, 2014).

Tabla 9

Comparación de tecnologías de licuefacción de GN

Tecnología	Capacidad	Eficiencia térmica	Complejidad	Compactibilidad	Refrigerante
C3-MR	Alto (5-10 mtpa)	Alta	Alta	Baja	Mixto
Optimized cascade	Alto (<5 mtpa)	Alta	Alta	Baja	Propano, etileno y metano
SMR	Baja	Media	Baja	Media	Mixto
MFC	Alta (>4mtpa)	Alta	Alta	Baja	Mixto
DMR	Alta (5-10 mtpa)	Alta	Alta	Media	Mixto

⁴ Clasificación de planta de GNL, donde capacidad de producción por tren de licuefacción va entre 3-5 MMTPA y el propósito es la exportación vía marítima (Mokhatab & Messersmith, 2018).

Tecnología	Capacidad	Eficiencia térmica	Complejidad	Compactibilidad	Refrigerante
Turbo expander	Baja (<2 mtpa)	Baja	Baja	Alta	Nitrógeno o metano

Nota. Elaboración propia a partir de las características de los procesos mostrados por Mokhatab, Mak, Valappil & Wood (2014) y Tractebel Engineering (2015c).

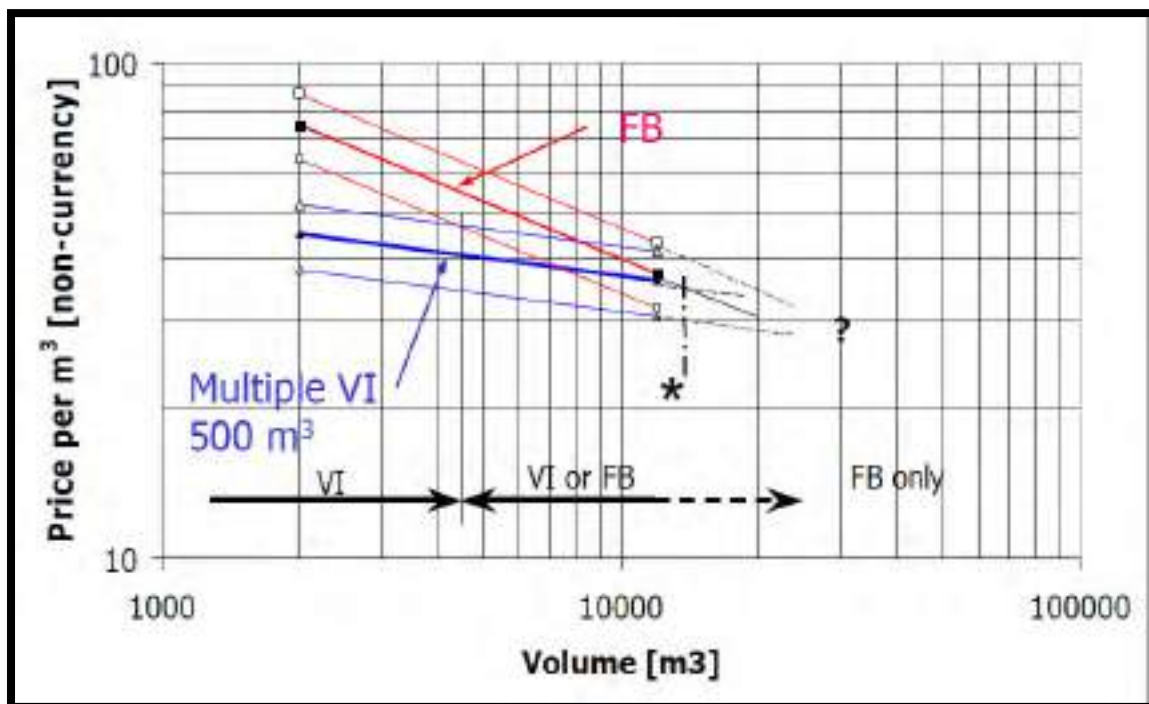
La tecnología de Turbo expansión se muestra como la mejor alternativa para el diseño de plantas de licuefacción de pequeña escala.

4.3. Selección de Tanques para Almacenamiento de GNL

La elección de tipo de tanque va de acuerdo al costo por m³ de GNL almacenado, tal como se muestra en la Figura 30.

Figura 30

Precio de tecnologías de almacenamiento para GNL, Aislamiento al vacío (VI) vs Fondo plano (FB)



Nota. Figura tomada de CHART Industries (2012)

En la Figura 30 se apreció que para almacenar volúmenes menores a 4,500 m³ de GNL se recomienda usar los tanques metálicos aislados al vacío, siendo este el ideal para las plantas y estaciones de pequeña escala.

4.4. Selección de Camiones Cisterna

Comercialmente existen cisternas con capacidad de almacenamiento que van desde los 40 m³ hasta los 80 m³, la elección de la capacidad de la cisterna va de la mano con regulaciones nacionales de transporte que involucran la velocidad máxima permitida y el peso por camión, debido a esto en el Perú operan cisternas de GNL con capacidad de carga de hasta 20 toneladas, llevadas en tanques de 50 y 60 m³. Las cisternas con capacidad nominal de almacenamiento de 60 m³ se muestra como la mejor alternativa para este estudio.

4.5. Selección de Vaporizadores en las Estaciones de Regasificación

De los tipos de vaporizadores existentes, Mokhatab, Mak, Valappil & Wood (2014) indican que un vaporizador ambiental es ventajoso en las regiones ecuatoriales de clima cálido donde la temperatura ambiente es alta durante todo el año. En las áreas subecuatorial más frías, donde la temperatura invernal es más baja, es posible que se requiera calefacción adicional para alcanzar la temperatura del gas de venta; en el Perú la única característica exigida en temperatura está en el art.44 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, donde se indica que el gas entregado no deberá superar los 50°C.

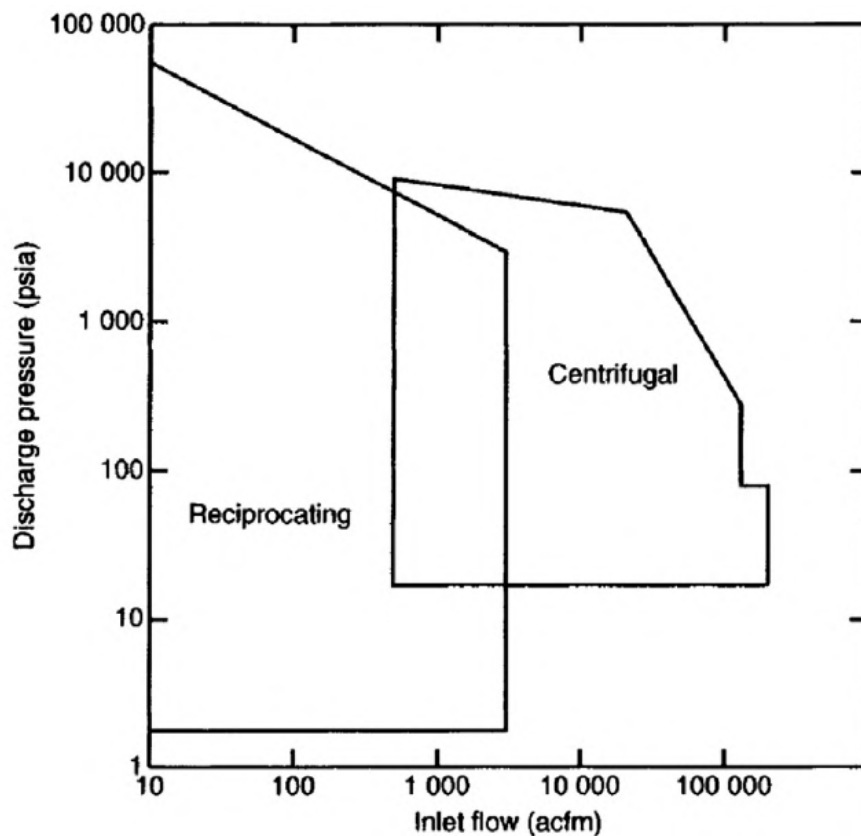
Tal como lo menciona Hermeling (2020), el vaporizador ambiental tiende a congelarse en funcionamiento continuo y la formación de hielo es fuerte en épocas de mucha humedad, por lo tanto, se recomienda contar con dos vaporizadores en paralelo dando la posibilidad de descongelar uno, mientras se habilita el otro para operación.

4.6. Selección de Tecnologías de Compresión

Los compresores centrífugos se pueden utilizar para presiones de salida de hasta 10 000 psia (690 bar), por lo que se superponen a los compresores reciprocantes en el dominio de caudal/presión.

Figura 31

Aplicación de compresores reciprocantes y centrífugos



Nota. Figura tomada de Mokhatab, Poe, & Mak (2015).

La Figura 31 ilustra los rangos de aplicación aproximados de los compresores reciprocantes y centrífugos en términos de flujo de entrada real y presión de descarga del compresor.

Para este estudio se tomó como ejemplo el uso de compresores centrífugos ya que se muestran como los más óptimos para un GN con descarga de 250 bar (3640 psia), en

flujos de 3 MMSCFD (2079 acfm), 10 MMSCFD (6931 acfm) y 15 MMSCFD (10396 acfm).

Las principales ventajas de este tipo de compresor son:

- Ideal para flujo de alto volumen
- Construcción simple
- Alta eficiencia sobre el rango de operación normal
- Bajo costo de mantenimiento y alta disponibilidad
- No se generan vibraciones ni pulsaciones

4.7. Selección de Tanques de Almacenamiento y Transporte para GNC

Se observó que cada tecnología tiene ventajas y desventajas, por lo que la elección fue evaluada de acuerdo con el consumo y distancia, ya que esto influirá directamente con la capacidad de carga y cantidad de camiones que se vaya a requerir.

Tabla 10

Comparación de tecnologías de almacenamiento y transporte de GNC

Modelo	Material	Capacidad máxima por camión (MMSCF)	Presión (bar)	Resistencia a la corrosión	Relación peso (ton/ton)	Costo comparativo
Tipo Tubo	Acero – Acero de alta resistencia	0.29	187-227	Baja	0.24	Caso base
Luxfer-GTM tipo III	Pared interior de aluminio envuelta con fibra de vidrio de carbono	0.44	248	¿?	0.41	Muy favorable
Lincoln tipo IV	Compuesto de fibra de carbono/epoxi	0.36	250	Muy alta	0.79	Muy favorable
Galileo MAT	Cilindros de acero ISO 9809	0.25	200-250	Baja	0.20	Favorable

Nota: Tabla tomada de Tractebel Engineering (2015a)

De la Tabla 10 se concluyó que el Módulo TITAN™ 4 de Hexágono Lincoln se presenta como gran alternativa debido a su alta relación en peso de gas/contenedor y alta presión de operación, además el peso de TITAN no excede las 40 ton haciéndolo una excelente alternativa para el transporte.

4.8. Selección de Gasoductos y Criterios de Dimensionamiento

De acuerdo con Mokhatab, Poe & Mak (2015), últimamente ha existido una tendencia hacia el aumento de las presiones operativas en las tuberías. Los beneficios de operar a presiones más altas incluyen la capacidad de transmitir mayores volúmenes de gas a través de un tamaño determinado de tubería, menores pérdidas de transmisión debido a la fricción y la capacidad de transportar gas a largas distancias sin requerir o incluso reducir estaciones compresoras adicionales.

De las alternativas de ductos se consideró las tuberías de acero al carbono, ya que se muestra como la mejor alternativa para operar a presiones por encima de 200 bar, aparte de ser económicamente viable para diámetros y tramos grandes. Este tipo de tubería es el más usado en transporte de GN.

Para el diseño de una tubería de acero, la norma ASME B31.8-2018 (The American Society of Mechanical Engineers, 2018) cuenta con una fórmula que estima la presión de diseño tal como se muestra en la Ecuación 4.1.

$$P = \frac{2St}{D} FET \quad (4.1)$$

Donde:

- P= Presión de diseño, psig
- S= Límite elástico mínimo especificado (SMYS), psi
- t= Espesor nominal (in)
- D= Diámetro externo (in)
- F= Factor de diseño

- E= Factor de junta soldada longitudinal
- T= Factor de temperatura

Por consiguiente, se optó por los siguientes criterios de diseño para el gasoducto de alta presión:

- Espesor y diámetro externo acorde a un ducto con NPS de 6 in, estándar⁵ (Schedule 40).
- Factor de diseño acorde a una clasificación 2 (Cantidad de edificaciones:>10 y <46)⁶.
- SMYS: 80,000 psi (API 5LX, Grade X80) (Menom, 2005).
- Factor de junta soldada longitudinal = 1 (Menom, 2005).
- Factor de temperatura = 1, por ser inferior a 250°F (Menom, 2005).

La presión de diseño para dichas características de ducto es de 280 bar.

⁵ ASME B.36.10M-2018 (The American Society of Mechanical Engineers, 2018)

⁶ ASME B31.8-2018 (The American Society of Mechanical Engineers, 2018)

Capítulo 5: Evaluación Económica

La evaluación fue hecha para los ejemplos representativos antes descritos a partir de la etapa de procesamiento, hasta una planta de recepción de gas natural para distribución. Se tendrá como base un costo de molécula de gas ya tratada y limpia, y se adicionaran los costos de cada etapa (procesamiento, transporte y distribución).

Para este propósito se usó el método factorial, que permite estimar costos de capital en las primeras etapas de diseño.

5.1. Evaluación Económica de la Cadena de Valor del GNL

Se evaluó de acuerdo con el orden:

- Procesamiento
- Transporte
- Distribución

5.1.1. *Procesamiento de GNL*

Para el cálculo económico de la etapa de procesamiento se requirió dimensionar los equipos necesarios en una planta de turbo-expansión con nitrógeno, y para esto se utilizó el simulador ASPEN-HYSYS V.11, posteriormente se calcularon los costos del ISBL y OSBL al año 2021.

Para el diseño de la planta de licuefacción de turbo-expansión por nitrógeno se necesitaron los siguientes equipos:

- | | |
|----------------------|---------|
| • Turbina | K-100 |
| • Compresor | K-101 |
| • Compresor | K-102 |
| • Intercambiador GNL | LNG-100 |
| • Intercambiador GNL | LNG-101 |
| • Cooler | E-100 |

- Cooler E-101

Para el modelamiento se utilizó una cromatografía referencial (Apéndice C) y las siguientes consideraciones⁷:

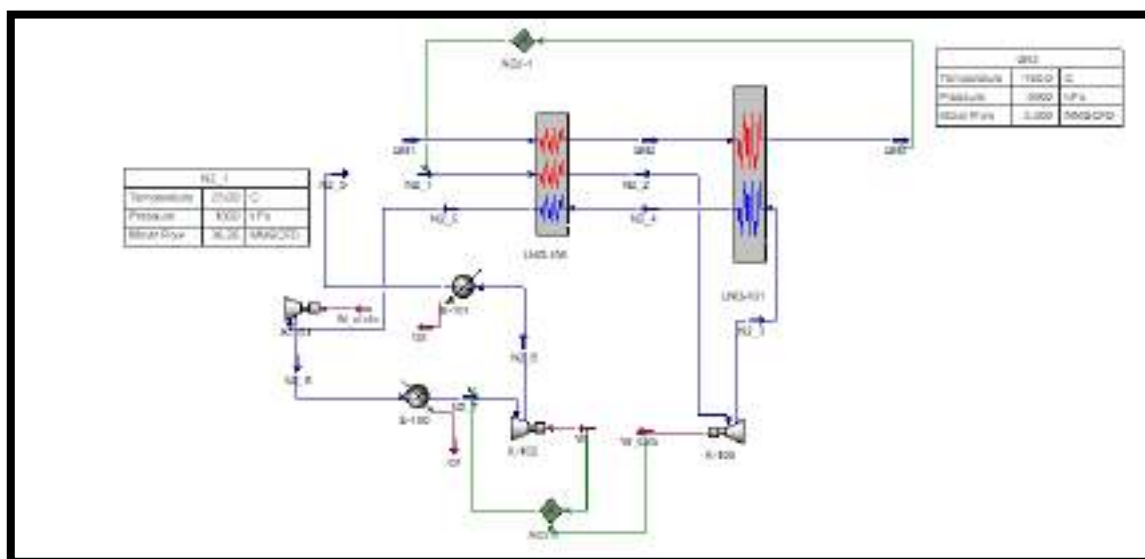
- Presión de ingreso del GN = 50bar.
- Temperatura de ingreso del gas natural= 25°C.
- La temperatura de las corrientes calientes a la salida del intercambiador LNG-100 son iguales.
- MTPA (aproximamiento mínimo de temperatura) en intercambiador LNG-101: 5°C.
- $P_{\max} = 10$ bar y $P_{\min} = 2$ bar en turbina.
- Eficiencia isoentrópica de turbina y compresores = 80%.
- No hay caída de presión en ningún intercambiador.
- Coolers con agua de enfriamiento, enfrían hasta 25°C.

Para calcular la cantidad necesaria de Nitrógeno para producir GNL se utilizó la herramienta "Adjust" en el software, también se utilizó esta herramienta para igualar la energía producida por la turbina con la energía requerida por el compresor, y así simular un turbo expansor.

⁷ Las consideraciones de modelamiento fueron tomadas de Sesión N°2. (2020). En H.J. Manrique (Comp.), Diseño de una Miniplanta de Licuefacción de Gas Natural en el Norte del Perú. NACE INTERNATIONAL - Universidad Nacional de Ingeniería.

Figura 32

Diagrama de flujo de proceso - Planta de GNL, 3 MMSCFD



Nota. Figura tomada del software ASPEN-HYSYS V.11.

De las simulaciones se obtuvieron los valores de la Tabla 11, además de un Poder Calorífico superior del GN de 51,289.87 BTU/kg.

Tabla 11 Datos de modelamiento - Planta de GNL

Magnitud	Flujo a 3 MMSCFD	Flujo a 10 MMSCFD	Flujo a 15 MMSCFD
Capacidad (MTPA)	0.023	0.076	0.114
Flujo volumétrico y capacidad de planta (kg/h)	2,611	8,702	13,053
Flujo másico de Nitrógeno (kg/h)	50,600	168,700	253,000
Energía de compresor K-101 (kJ/h)	8,029,245	26,766,876	40,150,654
Energía de compresor K-102 (kJ/h)	2,296,323	7,655,189	11,482,881
Energía de turbina K-103 (kJ/h)	2,296,323	7,655,189	11,482,881
UA de intercambiador GNL-100 (kJ/°C-h)	638,145	2,127,433	3,191,184
UA de intercambiador GNL-101 (kJ/°C-h)	21,897	73,158	109,758
Flujo de calor en intercambiador E-100 (kJ/h)	7,830,623	26,104,737	39,157,438

Magnitud	Flujo a 3 MMSCFD	Flujo a 10 MMSCFD	Flujo a 15 MMSCFD
Flujo de calor en intercambiador E-101 (kJ/h)	2,339,818	7,800,187	11,700,380

Los costos de los equipos fueron evaluados al mes de Abril del año 2021 utilizando el Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI: 677.1).

Los costos de capital y producción se calcularon con el siguiente criterio:

- Costos de capital: ISBL, OSBL, Costos de Ingeniería, Cargos de contingencia y Capital de trabajo.
- Costos fijos de producción (Mano de obra, supervisión, mantenimiento, alquiler de local, seguros, funciones corporativas y cargos por financiamiento).
- Costos variables de producción (Gas Natural, Electricidad, agua de enfriamiento, nitrógeno)

Para el cálculo de la capacidad y el número de tanques de almacenamiento se tomó en cuenta los criterios dados en el D.S. N° 010-2021-EM con 72 horas de autonomía.

Para el costeo de Coolers se requiere el área del intercambiador (Apéndice C), por lo que se usó el método LMTD (Diferencia de temperatura media logarítmica) tomando en cuenta que el agua ingresa a 20°C y sale a 25°C con un coeficiente⁸ global de transferencia de calor de 300 W/m² °C.

Para el coste de los intercambiadores de GNL se utilizó el costo referencia⁹ de 13.13 MMUSD/MW °C.

Para los costos de referencia de la electricidad y agua de enfriamiento se usó los valores de la investigación: “*Simulation and Economic Optimization of Natural Gas*

⁸ Coeficiente tomado de Towler & Sinnott (2013).

⁹ Costo referencia de Intercambiadores de GNL tomado de Manrique (2019).

Liquefaction Processes” (Manrique, 2019) y para el costo del nitrógeno, se estimó el valor promedio ponderado de los reportes aduaneros en el año 2021 en el Perú.

Debido a los elevados costos de capital en la industria química, los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para una inversión de 50%, y una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y producción están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 12, 13 y 14.

Tabla 12

Costos de capital - Planta de GNL

Costos	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
ISBL	29.35	68.89	93.76
OSBL	14.67	34.44	46.88
Cargos por contingencias	4.40	10.33	14.06
Costo de ingeniería	13.21	31.00	42.19
Capital de trabajo	6.60	15.50	21.10
Total	68.23	160.17	218.00

En el Perú la empresa Okra Energy instaló una planta de licuefacción de baja escala en Colán-Piura, el cual tuvo una inversión de 50 MMUSD, con una capacidad de procesamiento de 3.6 MMSCFD (El Gas Noticias, 2018). Esta planta fue instalada a inicios del año 2018, en dicho año el CEPCI más elevado fue 603.10, si esta planta hubiese sido adquirida e instalada en abril del 2021, se le estimaría un costo aproximado a 57 MMUSD. Esta comparación da una variación de 19%, error valido en estimaciones de clase 4.

Tabla 13

Costos variables - Planta de GNL

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Gas natural	2.91	9.69	14.54
Electricidad	0.73	2.45	3.67
Agua de enfriamiento	0.03	0.11	0.17
Nitrógeno	0.06	0.22	0.32

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Total	3.74	12.47	18.71

Tabla 14*Costos fijos - Planta de GNL*

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Mano de Obra operativa	0.11	0.11	0.11
Supervisión	0.03	0.03	0.03
Mantenimiento	0.88	2.07	2.81
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local	0.44	1.03	1.41
Seguros	0.44	1.03	1.41
Funciones corporativas	1.23	2.77	3.74
Cargos anuales por financiamiento	3.74	8.77	11.94
Total	6.87	15.82	21.45

Para los casos de estudio y según los costos de producción fijos y variables se concluyó que se requiere 10.61, 28.29 y 40.15 MMUSD/año respectivamente para la producción de GNL.

El costo del GNL producido fue estimado en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Capacidad de la Planta (tm/año) y el Costo total de Producción (MMUSD/año), dando los valores de: 9.52, 7.62 y 7.21 USD/MMBTU respectivamente, por lo tanto, los costos de procesamiento sin incluir la molécula de gas son:

- Costo del proceso de licuefacción (3 MMSCFD): 6.90 USD/MMBTU
- Costo del proceso de licuefacción (10 MMSCFD): 5.01 USD/MMBTU
- Costo del proceso de licuefacción (15 MMSCFD): 4.60 USD/MMBTU

En el estudio de Tractebel Engineering (2015c) se cita que los costos de licuefacción para 3 y 10 MMSCFD son de 4.71 y 3.71 USD/MMBTU respectivamente. Los costos de dicho estudio al mes de abril del 2021 serían de 5.73 y 4.51 USD/MMBTU, teniendo así errores de 20% y 11%, cifras válidas para estimaciones de clase 4. Cabe recalcar que el estudio de 2015

no aclara que proceso de licuefacción utilizó, además de la omisión del almacenamiento como parte de este proceso.

5.1.2. Transporte de GNL

Para el cálculo económico de la etapa de transporte se requirió calcular en número de camiones cisterna necesarias para llevar eficientemente el GNL del productor a distribuidor.

El número se rige a los siguientes parámetros:

- Capacidad de GNL a transportar por cisterna.
- La velocidad máxima permitida del camión.
- La distancia entre el productor y el distribuidor o consumidor.
- La tasa de consumo de GNL o Gas Natural.

A partir de los parámetros se utilizó los siguientes criterios:

- Capacidad operativa de los tanques: 85% de la capacidad nominal.
- Velocidad media de 40 km/h (Tractebel Engineering, 2015).
- Cálculo de número de camiones en función a un viaje redondo (ida y vuelta).
- Se consideran dos cisternas adicionales para emergencias o mantenimiento.

Tabla 15

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 150 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de cisterna (m ³)	60	60	60
Capacidad de transporte (MMSCFD)	1.11	1.11	1.11
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3,650	5,475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	0.2	0.2	0.2
Cargas de GNL por año	991	3,301	4,951
Numero de camiones cisterna	4	6	8

Tabla 16

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 500 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de cisterna (m ³)	60	60	60
Capacidad de transporte (MMSCFD)	1.11	1.11	1.11
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3650	5475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	0.65	0.65	0.65
Cargas de GNL por año	991	3301	4951
Numero de camiones cisterna	6	14	20

Tabla 17

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNL, 1000 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de cisterna (m ³)	60	60	60
Capacidad de transporte (MMSCFD)	1.11	1.11	1.11
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3650	5475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	1.3	1.3	1.3
Cargas de GNL por año	991	3301	4951
Numero de camiones cisterna	10	26	38

En las tablas 15, 16 y 17 se muestran los números de vehículos con los cuales se estimaron los costos de capital y de transporte que siguen el siguiente criterio:

- Costos de capital: costo de adquisición de camiones cisterna.
- Costos de transporte fijos y variables: Conductores, mantenimiento, seguros, combustible, neumáticos, etc.

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y transporte están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 18, 19 y 20.

Tabla 18*Costos de capital – Transporte de GNL*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
150 km	1.60	2.40	3.20
500 km	2.40	5.60	8.00
1000 km	4.00	10.40	15.20

Tabla 19*Costos variables – Transporte de GNL*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
150 km	0.20	0.35	0.48
500 km	0.35	0.91	1.33
1000 km	0.61	1.74	2.57

Tabla 20*Costos fijos – Transporte de GNL*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
150 km	0.65	1.13	1.61
500 km	1.13	3.04	4.48
1000 km	2.09	5.91	8.78

Los costos de transporte de GNL fueron estimados en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Masa de gas transportado (tm/año) y el Costo total de Transporte (MMUSD/año) dando como resultados las cifras de la Tabla 21.

Tabla 21*Costos de transporte de GNL*

Distancia	3 MMSCFD (USD/MMBTU)	10 MMSCFD (USD/MMBTU)	15 MMSCFD (USD/MMBTU)
150 km	0.76	0.40	0.38
500 km	1.33	1.06	1.04
1000 km	2.42	2.06	2.04

En el libro: *“Masificación del gas natural en el Perú: experiencia y perspectiva”* (OSINERGMIN, 2014) se realizó un cálculo de número de camiones cisterna requeridos para una demanda de 10.59 MMSCFD y a 786 km de distancia, dando un total de 44 camiones y un costo total de 3.32 USD/MMBTU. Los valores hallados por OSINERGMIN se rigen a precios del 2014 y además consideró camiones con capacidad de 38 m³ de GNL.

5.1.3. Distribución de GNL

Para el cálculo económico de la etapa de distribución se requirió dimensionar los equipos necesarios en una planta regasificación, y para esto se utilizó el simulador ASPEN-HYSYS V.11, posteriormente se calculó los costos del ISBL y OSBL al año 2021.

Para el diseño de la planta de regasificación se necesitaron los siguientes equipos:

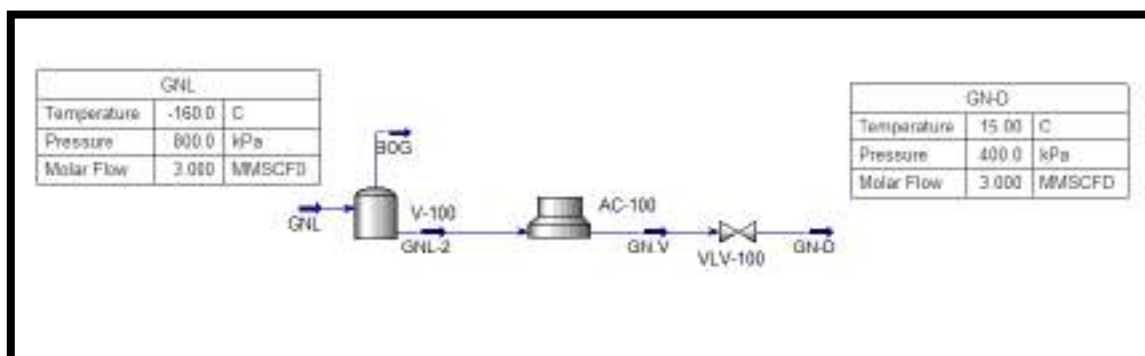
- Tanques V-100
- Intercambiador de calor con aire AC-100

Para el modelamiento se utilizó una cromatografía referencial (Apéndice C) y las siguientes consideraciones:

- Presión de ingreso del GNL: 8bar.
- Temperatura de ingreso del GNL: -160°C.
- No hay caída de presión en el intercambiador de calor.
- Temperatura ambiental: 25°C.

Figura 33

Diagrama de flujo de proceso - Planta de regasificación, 3 MMSCFD



Nota. Se simuló el trabajo de un vaporizador ambiental con un intercambiador de calor con aire. Figura tomada del software ASPEN-HYSYS V.11.

De las simulaciones se obtuvieron los valores de la Tabla 22, además de un Poder Calorífico superior del Gas Natural de 51,289.87 BTU/kg.

Tabla 22

Datos de modelamiento - Planta de regasificación de GNL

Magnitud	Flujo a 3 MMSCFD	Flujo a 10 MMSCFD	Flujo a 15 MMSCFD
Calor de trabajo en vaporizador (kJ/h)	2,246,701.83	7,489,006.10	11,233,509.15
UA en vaporizador (kJ/C-h)	42,502.46	162,749.25	274,505.70

Después del modelamiento se calcularon los costos de capital y de producción con el siguiente criterio:

- Costos de capital: ISBL, OSBL, Costos de Ingeniería, Cargos de contingencia y Capital de trabajo.
- Costos fijos de producción: Mano de obra, supervisión, mantenimiento, alquiler de local, seguros, funciones corporativas y cargos por financiamiento.

Para el cálculo de la capacidad y el número de tanques de almacenamiento se tomaron en cuenta los criterios dados en el D.S. N° 010-2021-EM con 72 horas de autonomía.

No se tomó en cuenta el cálculo de costos variables debido a que el trabajo de la planta es fijo, independientemente de su producción.

Coefficiente global¹⁰ de transferencia de calor en el vaporizador ambiental de 600 W/m² °C.

Se consideró el costeo para dos trenes de regasificación, de acuerdo al criterio del capítulo 4.5.

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y producción están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 23, 24 y 25.

Tabla 23

Costos de capital - Planta de regasificación

Costos (MMUSD)	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
ISBL	2.10	5.26	6.25
OSBL	1.05	2.63	3.13
Cargos por contingencias	0.32	0.79	0.94
Costo de ingeniería	0.95	2.37	2.81
Capital de trabajo	0.47	1.18	1.41
Total	4.89	12.23	14.53

Tabla 24

Costos fijos - Planta de regasificación

Costos	3	10	15
	MMSCFD (MMUSD/año)	MMSCFD (MMUSD/año)	MMSCFD (MMUSD/año)
Mano de Obra operativa	0.07	0.07	0.07
Supervisión	0.02	0.02	0.02
Mantenimiento	0.06	0.16	0.19
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local	0.03	0.08	0.09
Seguros	0.03	0.08	0.09
Funciones corporativas	0.14	0.26	0.30

¹⁰ Coeficiente tomado de Towler & Sinnott (2013).

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Cargos anuales por financiamiento	0.54	1.34	1.59
Total	0.89	2.01	2.36

El costo del proceso de regasificar el GNL fue estimado en base al Poder calorífico superior (BTU/kg), Capacidad de la Planta (tm/año) y el Costo total de producción (MMUSD/año).

- Costo del proceso de regasificación (3 MMSCFD): 0.80 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regasificación (10 MMSCFD): 0.54 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regasificación (15 MMSCFD): 0.42 USD/MMBTU

En el estudio *“Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas”* (Tractebel Engineering, 2015) se cita que los costos de distribución para GN regasificado oscila entre los 0.5 y 1.5 USD/MMBTU para plantas que va desde los 1 a los 15 MMSCFD en el año 2015.

5.2. Evaluación económica de la cadena de valor del GNC

Se evaluó de acuerdo al orden:

- Procesamiento
- Transporte
- Distribución

5.2.1. Procesamiento de GNC

Para el cálculo económico de dicha etapa se requirió dimensionar los equipos necesarios en una planta simple de compresión, y para esto se utilizó el simulador ASPEN-HYSYS V.11, posteriormente se calcularon los costos del ISBL y OSBL al año 2021.

Para el diseño de la planta de compresión se requieren los siguientes equipos:

- Compresor K-100

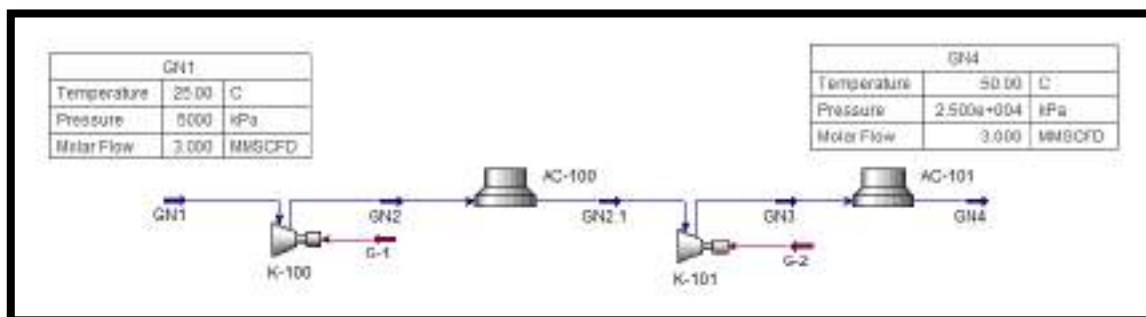
- Aero enfriador AC-100
- Compresor K-101
- Aero enfriador AC-101

Para el modelamiento se utilizó una cromatografía referencial (Apéndice C) y las siguientes consideraciones:

- Presión de ingreso del GN = 50bar
- Temperatura de ingreso del gas natural = 25°C
- Eficiencia adiabática de compresores =75%
- Compresión en 2 etapas¹¹.
- Temperatura ambiente para los aero enfriadores= 25°C
- Temperatura de salida del gas natural= 50°C

Figura 34

Diagrama de flujo de proceso - Planta compresora, 3 MMSCFD



Nota. Figura tomada del software ASPEN-HYSYS V.11.

De las simulaciones se obtuvieron los valores de la Tabla 25, además de un Poder Calorífico superior del GN de 51,289.87 BTU/kg.

¹¹ De acuerdo con Mokhatab, Poe & Mak (2015), el ratio de compresión en una etapa no puede exceder el valor de 4.

Tabla 25*Datos de modelamiento - Planta compresora*

Magnitud	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Flujo volumétrico y capacidad de planta (kg/h)	2,611	8,702	13,053
Energía de compresor K-100 (kJ/h)	387,313	1,291,042	1,936,564
Energía de compresor K-101 (kJ/h)	418,375	1,394,585	2,091,877
UA de aero-enfriador AC-100 (kJ/°C-h)	8,362	28,515	43,500
UA de aero-enfriador AC-101 (kJ/°C-h)	11,839	40,728	62,575

Los costos de los equipos fueron evaluados al mes de abril del año 2021 utilizando el *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI: 677.1).

Los costos de capital y producción se calcularon con el siguiente criterio:

- Costos de capital: ISBL, OSBL, Costos de Ingeniería, Cargos de contingencia y Capital de trabajo.
- Costos fijos de producción (Mano de obra, supervisión, mantenimiento, alquiler de local, seguros, funciones corporativas y cargos por financiamiento).
- Costos variables de producción (Gas Natural, Electricidad)

Para el costeo de compresores se definió que el tipo de compresor a tomar en cuenta es el centrífugo.

Coefficiente global¹² de transferencia de calor en aero-enfriadores de 300 W/m² °C.

Para el cálculo de la capacidad y el número de tanques de almacenamiento se tomó en cuenta una autonomía de 72 horas.

Se consideró el costeo de dos trenes de compresión, por temas de mantenimiento y/o falla.

¹² Coeficiente tomado de Towler & Sinnott (2013).

Los cargos de financiamiento fueron calculados para una inversión del 50%, y una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y producción están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 26, 27 y 28.

Tabla 26

Costos de capital - Planta de compresión

Costos	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
ISBL	7.00	11.07	13.97
OSBL	3.50	5.54	6.98
Cargos por contingencias	1.05	1.66	2.10
Costo de ingeniería	3.15	4.98	6.29
Capital de trabajo	1.57	11.07	3.14
Total	16.27	25.74	32.47

Tabla 27

Costos variables - Planta de compresión

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Gas natural	2.91	9.69	14.54
Electricidad	0.07	0.25	0.37
Total	2.98	9.94	14.91

Tabla 28

Costos fijos - Planta de compresión

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Mano de Obra operativa	0.11	0.11	0.11
Supervisión	0.03	0.03	0.03
Mantenimiento	0.21	0.33	0.42
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local	0.10	0.17	0.21
Seguros	0.10	0.17	0.21
Funciones corporativas	0.36	0.52	0.63
Cargos anuales por financiamiento	0.89	1.41	1.78
Total	1.81	2.73	3.38

Para los casos de estudio y según los costos de producción fijos y variables se concluyó que se requiere 4.79, 12.67 y 18.29 MMUSD/año respectivamente para la producción de GNC.

El costo del GNC producido fue estimado en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Capacidad de la Planta (tm/año) y el Costo total de Producción (MMUSD/año), dando los valores de: 4.30, 3.41 y 3.28 USD/MMBTU respectivamente, por lo tanto, los costos de procesamiento sin incluir la molécula de gas son:

- Costo del proceso de compresión (3 MMSCFD): 1.69 USD/MMBTU
- Costo del proceso de compresión (10 MMSCFD): 0.80 USD/MMBTU
- Costo del proceso de compresión (15 MMSCFD): 0.67 USD/MMBTU

En el estudio de Tractebel Engineering (2015a) se cita que el costo para comprimir 10 MMSCFD es de 0.70 USD/MMBTU. El costo de dicho estudio al mes de abril del 2021 sería de 0.85 USD/MMBTU, teniendo un error de 6%, valor valido para estimaciones de clase 4. Dicho estudio también menciona que para volúmenes cercanos a 15MMSCFD los precios del GNC oscilan entre 3 – 3.5 USD/MMBTU.

5.2.2. Transporte de GNC

Para el cálculo económico de la etapa de transporte se requirió calcular en número de camiones requeridos para llevar eficientemente el GNC del productor a distribuidor. El número de unidades se rige a los parámetros ya mostrados en el transporte de GNL (5.1.2).

Tabla 29

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 150 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de transporte (MMSCFD)	0.36	0.36	0.36
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3,650	5,475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	0.2	0.2	0.2
Cargas de GNC por año	3,042	10,139	15,209
Numero de camiones cisterna	6	14	19

Tabla 30

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 500 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de transporte (MMSCFD)	0.36	0.36	0.36
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3,650	5,475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	0.65	0.65	0.65
Cargas de GNC por año	3,042	10,139	15,209
Numero de camiones cisterna	13	39	57

Tabla 31

Análisis de sensibilidad del número de camiones cisterna – Transporte de GNC, 1000 km

	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Capacidad de transporte (MMSCFD)	0.36	0.36	0.36
Producción anual de GN (MMSCF)	1,095	3,650	5,475
Velocidad de camión (km/h)	40	40	40
Días de viaje	1.30	1.30	1.30
Cargas de GNC por año	3,042	10,139	15,209
Numero de camiones cisterna	24	75	111

En las tablas 29, 30 y 31 se muestra el número de vehículos con el cual se estimó los costos de capital y de transporte que siguen el siguiente criterio:

- Costos de capital: costo de adquisición de camiones cisterna.
- Costos de transporte fijos y variables: Conductores, mantenimiento, seguros, combustible, neumáticos, etc.

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y transporte están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 32, 33 y 34.

Tabla 32*Costos de capital – Transporte de GNC*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
150 km	2.10	4.90	6.65
500 km	4.55	13.65	19.95
1000 km	8.40	26.25	38.85

Tabla 33*Costos variables – Transporte de GNC*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
150 km	0.34	0.89	1.25
500 km	0.84	2.63	3.89
1000 km	1.61	5.14	7.65

Tabla 34*Costos fijos – Transporte de GNC*

Distancia	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
150 km	1.10	2.96	4.13
500 km	2.73	8.79	12.98
1000 km	5.29	17.18	25.57

Los costos de transporte de GNC fueron estimados en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Masa de gas transportado (tm/año) y el Costo total de Transporte (MMUSD/año) dando como resultados las cifras de la Tabla 35.

Tabla 35*Costos de transporte de GNC*

Distancia	3 MMSCFD (USD/MMBTU)	10 MMSCFD (USD/MMBTU)	15 MMSCFD (USD/MMBTU)
150 km	1.29	1.04	0.96
500 km	3.21	3.07	3.03
1000 km	6.19	6.01	5.96

El estudio “*Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas*” (Tractebel Engineering, 2015) desarrolló una gráfica de costos de transporte en función a la demanda, donde se aprecia que los costos para consumos inferiores a 15 MMSCFD y distancias de 400 – 800 km, tienen un valor máximo de 5.20 USD/MMBTU.

5.2.3. Distribución de GNC

Para el cálculo económico de la etapa de distribución se requirió dimensionar los equipos necesarios en una planta regulación de presión, y para esto se utilizó el simulador ASPEN-HYSYS V.11, posteriormente se calculó los costos del ISBL y OSBL al año 2021.

Para el modelamiento de la planta de regulación se requieren los siguientes equipos:

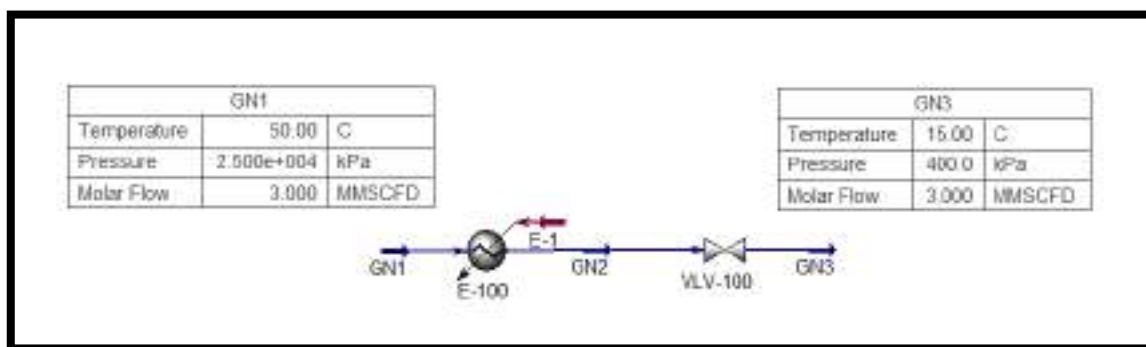
- Intercambiador de calor con vapor de agua E-100
- Válvulas de regulación de presión.

Para el modelamiento se utilizó una cromatografía referencial (Apéndice C) y las siguientes consideraciones:

- Presión de ingreso del GNC: 250 bar.
- Temperatura de ingreso del GNC: 50°C.
- No hay caída de presión en el intercambiador de calor.
- Temperatura de salida estándar de GN: 15°C.

Figura 35

Diagrama de flujo de proceso - Planta de regulación de presión de GNC, 3 MMSCFD



Nota. Figura tomada del software ASPEN-HYSYS V.11.

De las simulaciones se obtuvieron los valores de la Tabla 36, además de un Poder Calorífico superior del Gas Natural de 51,289.87 BTU/kg.

Tabla 36

Datos de modelamiento - Planta de regulación de presión de GNC

Magnitud	Flujo a 3 MMSCFD	Flujo a 10 MMSCFD	Flujo a 15 MMSCFD
UA en intercambiador de calor (kJ/C-h)	10,901	36,338	54,507

Después del modelamiento se calculó los costos de capital y de producción con el siguiente criterio:

- Costos de capital: ISBL, OSBL, Costos de Ingeniería, Cargos de contingencia y Capital de trabajo.
- Costos variables de producción: Agua de servicio
- Costos fijos de producción: Mano de obra, supervisión, mantenimiento, alquiler de local, seguros, funciones corporativas y cargos por financiamiento.

Las válvulas de regulación de presión fueron incluidas en los costos de instalación para la planta ISBL.

Para el cálculo de la capacidad y el número de tanques de almacenamiento se tomó en cuenta los criterios dados en el D.S. N° 010-2021-EM con 72 horas de autonomía.

Coefficiente¹³ global de transferencia de calor en intercambiador de calor de 300 W/m² °C.

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento del total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y producción están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 37, 38 y 39.

Tabla 37

Costos de capital - Planta de regulación de presión de GNC

Costos	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
ISBL	1.39	3.17	4.84
OSBL	0.69	1.58	2.42
Cargos por contingencias	0.21	0.48	0.73
Costo de ingeniería	0.62	1.43	2.18
Capital de trabajo	0.31	0.71	1.09
Total	3.22	7.36	11.25

Tabla 38

Costos variables - Planta de regulación de presión de GNC

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Agua de servicio	0.001	0.003	0.005

Tabla 39

Costos fijos - Planta de regulación de presión de GNC

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Mano de Obra operativa	0.07	0.07	0.07
Supervisión	0.02	0.02	0.02

¹³ Coeficiente tomado de Towler & Sinnott (2013).

Costos	3 MMSCFD (MMUSD/año)	10 MMSCFD (MMUSD/año)	15 MMSCFD (MMUSD/año)
Mantenimiento	0.04	0.10	0.15
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local	0.02	0.05	0.07
Seguros	0.02	0.05	0.07
Funciones corporativas	0.11	0.18	0.25
Cargos anuales por financiamiento	0.35	0.81	1.23
Total	0.64	1.27	1.86

El costo del proceso de regular el GNC fue estimado en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Capacidad de la Planta (tm/año) y el Costo total de Producción (MMUSD/año).

- Costo del proceso de regulación (3 MMSCFD): 0.57 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regulación (10 MMSCFD): 0.34 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regulación (15 MMSCFD): 0.33 USD/MMBTU

En el estudio “*Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas*” (Tractebel Engineering, 2015b) se muestra que los costos de regulación de presión para distribuir GN oscila entre los 0.2 y 0.5 USD/MMBTU.

5.3. Evaluación Económica de la Cadena de Valor por Gasoducto

Esta cadena de valor incluye la compresión de GN para el transporte por ductos, por lo cual se tomó en cuenta los criterios del capítulo 5.2.1. descontando los costos de almacenamiento (Apéndice D). Los costos de compresión estimados son:

- Costo del proceso de compresión (3 MMSCFD): 1.46 USD/MMBTU
- Costo del proceso de compresión (10 MMSCFD): 0.62 USD/MMBTU
- Costo del proceso de compresión (15 MMSCFD): 0.49 USD/MMBTU

La evaluación está en el siguiente orden:

- Transporte
- Distribución

5.3.1. Transporte por Gasoducto

Para el cálculo económico de la etapa de transporte se usaron las características de ducto mostradas en el capítulo 4.8.

Los costos de capital y operativos se calcularon con el siguiente criterio:

- Costos de capital: Ductos, Recubrimiento y estaciones de válvulas.
- Costos operativos fijos: (Operación, mantenimiento y cargos por financiamiento).

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos están detallados en el Apéndice D, y se resume en las tablas 40 y 41.

Tabla 40

Costos de capital - Transporte por gasoducto

Costos	150 km (MMUSD)	500 km (MMUSD)	1000 km (MMUSD)
Gasoducto	3.74	12.45	24.90
Recubrimiento	2.46	8.20	16.40
Instalación	9.88	32.93	65.87
Estación de válvulas	0.40	1.50	3.10
Total	16.48	55.08	110.27

Tabla 41

Costos fijos- Transporte por gasoducto

Costos	150 km (MMUSD/año)	500 km (MMUSD/año)	1000 km (MMUSD/año)
Operación y mantenimiento	0.90	3.00	6.00
Costos por financiamiento	1.80	6.03	12.08
Total	2.70	9.03	18.08

Los costos de transporte de GN por gasoductos fueron estimados en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Masa de gas transportado (tm/año) y el Costo total de Transporte (MMUSD/año) dando como resultados las cifras de la Tabla 42.

Tabla 42*Costos de transporte de GN por gasoducto*

Distancia	3 MMSCFD (USD/MMBTU)	10 MMSCFD (USD/MMBTU)	15 MMSCFD (USD/MMBTU)
150 km	2.43	0.73	0.49
500 km	8.11	2.43	1.62
1000 km	16.22	4.87	3.24

En el estudio realizado por Lopez (2010), se ejemplifica cálculos de costos del transporte por gasoducto, donde se aprecia que para consideraciones de 100,000 m³/día (3.5 MMSCFD), 100 km de longitud y 6 in de NPS el costo del transporte es de 2.07 USD/MMBTU.

5.3.2. Distribución de GN (City Gate)

Para esta etapa se requirió dimensionar los principales equipos en un City Gate, esta estación es similar a una planta de regulación de presión (5.2.3), donde las diferencias son: ausencia de tanques de almacenamiento y la inclusión de filtros ciclónicos y separadores, para remover posibles particulados sólidos y líquidos que se pudieron arrastrar durante el transporte por ductos.

Para los datos de modelamiento se tomó en cuenta los valores de la Tabla 36 y se calculó los costos de capital y de producción con el siguiente criterio:

- Costos de capital: ISBL, OSBL, Costos de Ingeniería, Cargos de contingencia y Capital de trabajo.
- Costos variables de producción: Agua de servicio
- Costos fijos de producción: Mano de obra, supervisión, mantenimiento, alquiler de local, seguros, funciones corporativas y cargos por financiamiento.

Las válvulas de regulación de presión fueron incluidas en los costos de instalación para la planta ISBL.

Los cargos de financiamiento (ACCR) fueron calculados para un financiamiento del total con una tasa de 9% a 20 años.

Los cálculos de costos de capital y producción están detallados en el Apéndice D, y se resumen en las tablas 43 y 44. Los costos variables serán los mismos valores de la Tabla 36.

Tabla 43

Costos de capital - City Gate

Costos	3 MMSCFD (MMUSD)	10 MMSCFD (MMUSD)	15 MMSCFD (MMUSD)
ISBL	0.66	0.69	0.71
OSBL	0.33	0.34	0.35
Cargos por contingencias	0.10	0.10	0.11
Costo de ingeniería	0.30	0.31	0.32
Capital de trabajo	0.15	0.15	0.16
Total	1.54	1.60	1.65

Tabla 44

Costos fijos – City Gate

Costos (MMUSD/año)	3 MMSCFD	10 MMSCFD	15 MMSCFD
Mano de Obra operativa	0.07	0.07	0.07
Supervisión	0.02	0.02	0.02
Mantenimiento	0.02	0.02	0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local	0.01	0.01	0.01
Seguros	0.01	0.01	0.01
Funciones corporativas	0.08	0.09	0.09
Cargos anuales por financiamiento	0.17	0.18	0.18
Total	0.38	0.39	0.40

El costo del proceso de regular el GN fue estimado en base al Poder Calorífico superior (BTU/kg), Capacidad de la Planta (tm/año) y el Costo total de Producción (MMUSD/año).

- Costo del proceso de regulación (3 MMSCFD): 0.34 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regulación (10 MMSCFD): 0.11 USD/MMBTU
- Costo del proceso de regulación (15 MMSCFD): 0.07 USD/MMBTU

En un ejemplo de cálculo¹⁴ para distribuir GN en la región Tumbes de hasta 148,247 m³/día (5.25 MMSCFD) se estimó el costo de capital para un City Gate. El monto total fue de 1.43 MMUSD.

¹⁴ Ejemplo de materia de clase: El transporte de gas natural por ductos. (2020). En W. Cornejo (Comp.), Transporte, Distribución y Comercialización de Gas natural. Escuela en Gestión, Energía y Petróleo.

Capítulo 6: Estructura de Costos y Modelamiento Estadístico

Se estimaron los costos de cada etapa de la cadena de valor del GN en tres tecnologías diferentes, por consiguiente, las estructuras de costos para poder a distribuir GN en las condiciones de estudio están detalladas en las tablas 45, 46 y 47

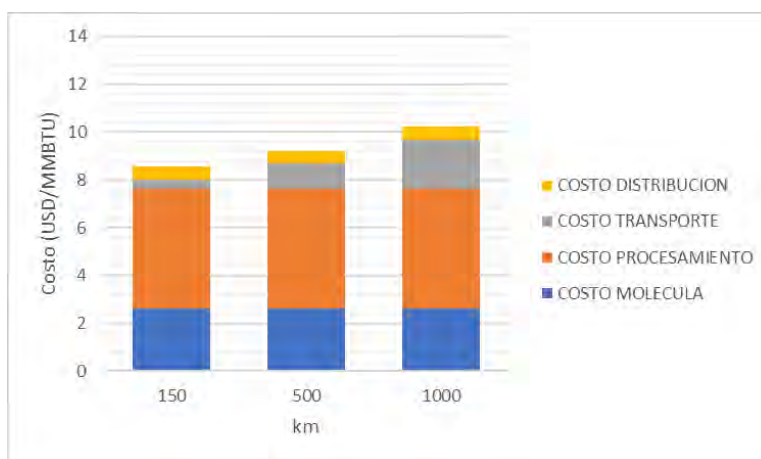
Tabla 45

Estructura de costos, GNL

Costos (USD/MMBTU)	3MMSCFD			10MMSCFD			15MMSCFD		
	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km
Molécula	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61
Procesamiento	6.91	6.91	6.91	5.01	5.01	5.01	4.60	4.60	4.60
Transporte	0.76	1.33	2.42	0.40	1.06	2.06	0.38	1.04	2.04
Distribución	0.80	0.80	0.80	0.54	0.54	0.54	0.42	0.42	0.42
Total	11.08	11.65	12.74	8.55	9.22	10.22	8.01	8.67	9.67

Figura 36

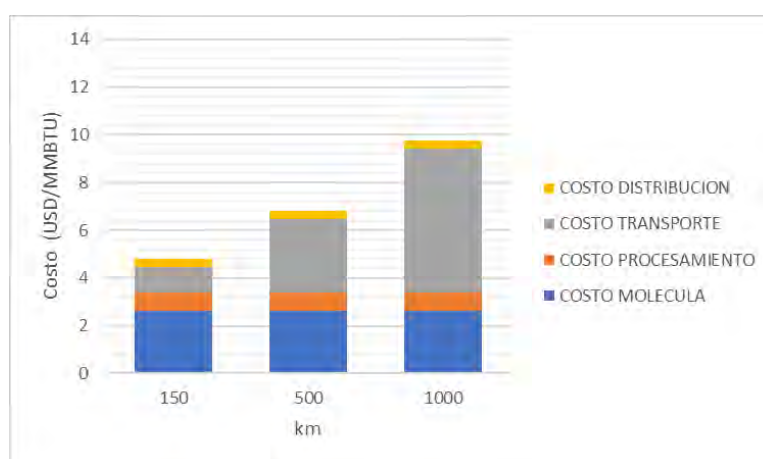
Estructura de costos del GNL, 10 MMSCFD



De acuerdo con la Figura 36 se observó que la etapa con mayor costo es el proceso de licuefacción, además de que el transporte es el principal beneficiado de la reducción de volumen del GNL, aproximadamente 600:1.

Tabla 46*Estructura de costos, GNC*

Costos (USD/MMBTU)	3MMSCFD			10MMSCFD			15MMSCFD		
	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km
Molécula	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61
Procesamiento	1.69	1.69	1.69	0.80	0.80	0.80	0.67	0.67	0.67
Transporte	1.29	3.21	6.19	1.04	3.07	6.01	0.96	3.03	5.96
Distribución	0.57	0.57	0.70	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33
Total	6.16	8.08	11.19	4.79	6.83	9.76	4.58	6.65	9.58

Figura 37*Estructura de costos del GNC, 10 MMSCFD*

En la Figura 37 se apreció que el mayor gasto está en el transporte, debido a la baja capacidad de reducción de volumen en el GNC, que se encuentra alrededor de 200:1, sin embargo, el costo de compresión del GN es económicamente atractivo.

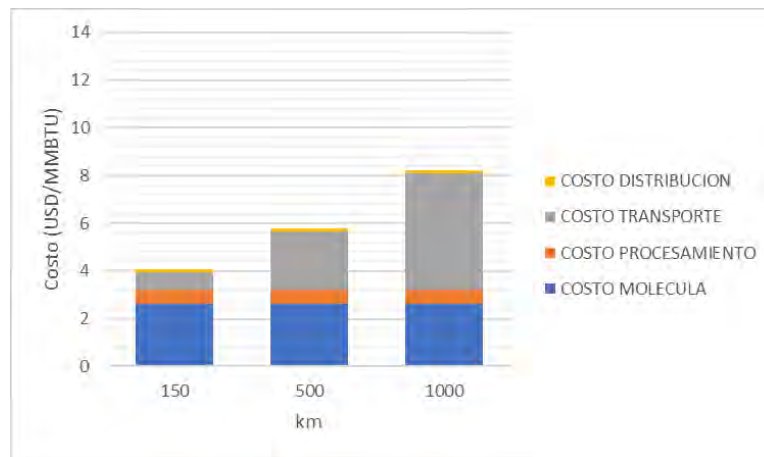
Tabla 47*Estructura de costos, Gasoducto*

Costos (USD/MMBTU)	3MMSCFD			10MMSCFD			15MMSCFD		
	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km
Molécula	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61
Procesamiento	1.46	1.46	1.46	0.62	0.62	0.62	0.49	0.49	0.49
Transporte	2.43	8.11	16.22	0.73	2.43	4.87	0.49	1.62	3.24
Distribución	0.34	0.34	0.34	0.11	0.11	0.11	0.07	0.07	0.07

Costos (USD/MMBTU)	3MMSCFD			10MMSCFD			15MMSCFD		
	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km	150 km	500 km	1000 km
Total	6.84	12.52	20.64	4.07	5.77	8.21	3.66	4.79	6.42

Figura 38

Estructura de costos del GN por gasoducto, 10 MMSCFD



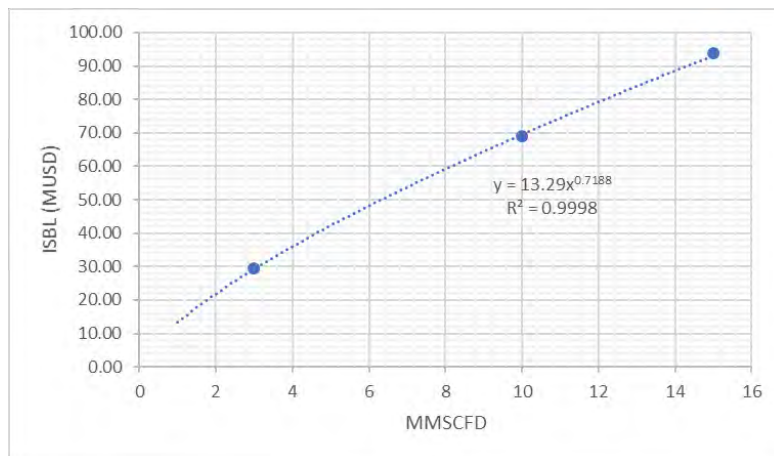
Según la Figura 38, la cadena de valor aprovecha los bajos costos de las etapas de compresión y de regulación de presión, logrando así que la mayor inversión se enfoque en el tendido de ductos.

6.1. Modelamiento Estadístico de Costos de Capital y Producción

Con los valores de costo de capital se realizaron las estimaciones de magnitud, de acuerdo al método de curva de costos. El fin del modelado es la estimación de costos de capital para plantas que se encuentren en el rango de operación de 1-15 MMSCFD.

Figura 39

Modelamiento de costos (ISBL), Planta de Licuefacción

**Figura 40**

Modelamiento de costos (ISBL), Planta de regasificación

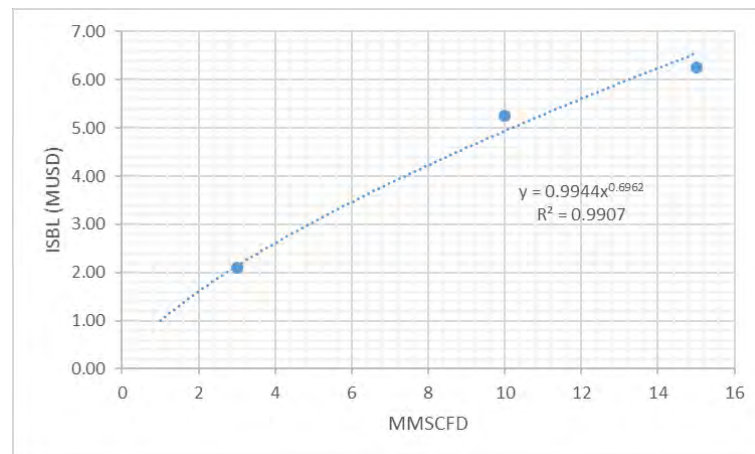
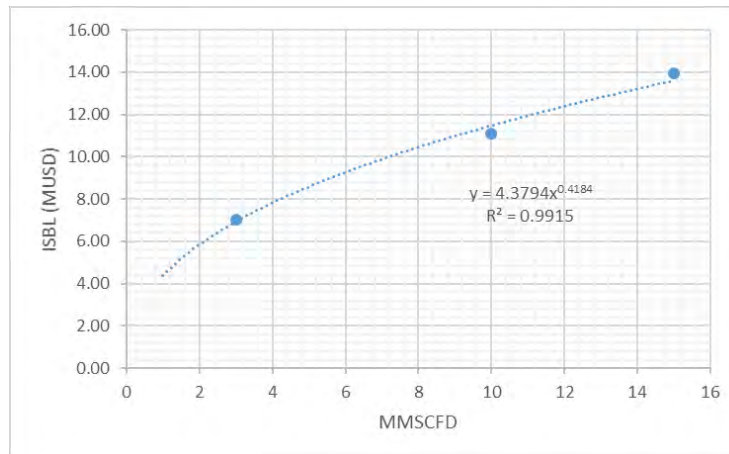


Figura 41

Modelamiento de costos (ISBL), Planta de compresión con batería de almacenamiento

**Figura 42**

Modelamiento de costos (ISBL), Planta de regulación

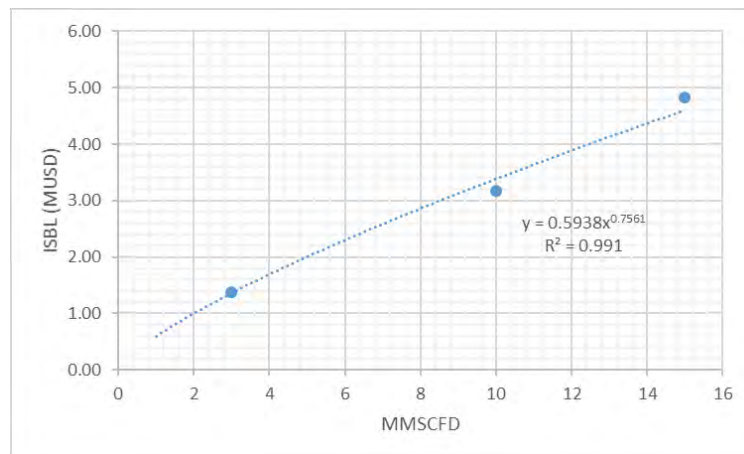
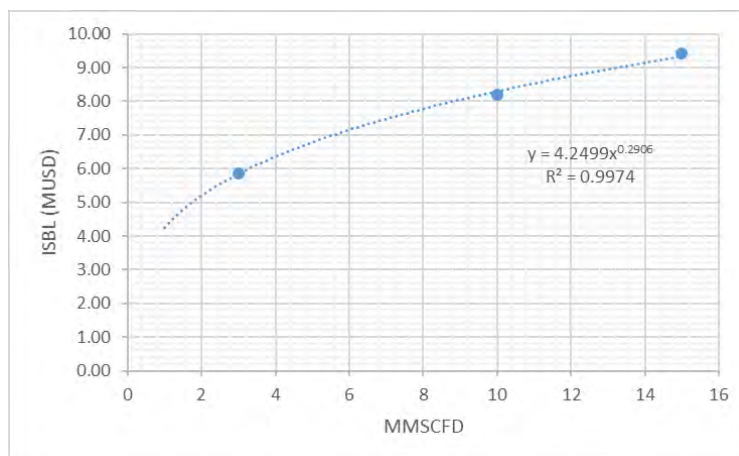
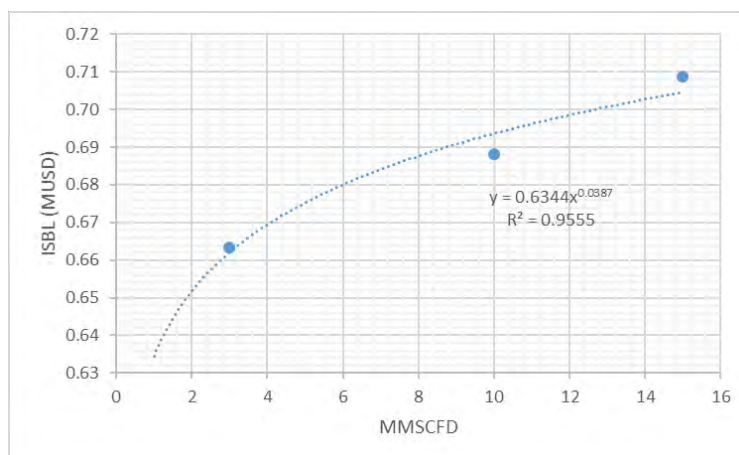


Figura 43

Modelamiento de costos (ISBL), Planta de compresión

**Figura 44**

Modelamiento de costos (ISBL), City Gate



De acuerdo a las figuras anteriores y el comportamiento potencial de los datos, se infirió como factores exponenciales:

- Planta de licuefacción (P. Li.), $n = 0.71$
- Planta de regasificación (P. Rs.), $n = 0.69$
- Planta de compresión con batería de almacenamiento (P. Co. A.), $n = 0.41$
- Planta de regulación (P. RI), $n = 0.75$
- Planta de compresión (P. Co.), $n = 0.29$

- City Gate (C.G.), n= 0.038

Con los factores exponenciales se calculó el valor del costo de capital de las plantas de procesamiento y distribución, tomando como referencia el valor ISBL más cercano (3MMSCFD, 5MMSCFD o 10MMSCFD). Los costos detallados se encuentran en el Apéndice E.

Tabla 48

Costos de Capital - 1-15 (MMSCFD)

MMSCFD	P. Li. (MMUSD)	P. Rs. (MMUSD)	P. Co. A. (MMUSD)	P. RI. (MMUSD)	P. Co. (MMUSD)	C.G. (MMUSD)
1	31.28	2.29	10.37	1.41	9.92	1.48
2	51.16	3.70	13.78	2.38	12.13	1.52
3	68.23	4.89	16.27	3.22	13.64	1.54
4	83.69	5.96	18.31	4.00	14.83	1.56
5	98.06	6.96	20.06	4.73	15.82	1.57
6	111.61	7.89	21.62	5.42	16.68	1.58
7	124.33	9.56	22.24	5.64	17.16	1.58
8	136.70	10.48	23.49	6.23	17.84	1.59
9	148.62	11.37	24.65	6.81	18.46	1.59
10	160.17	12.23	25.74	7.36	19.03	1.60
11	171.38	13.06	26.77	7.91	19.56	1.61
12	182.30	13.87	27.74	8.44	20.06	1.61
13	196.94	13.17	30.62	10.10	21.04	1.64
14	207.58	13.86	31.57	10.68	21.49	1.64
15	218.00	14.53	32.47	11.25	21.93	1.65

Los costos fijos y variables tienen un comportamiento lineal y al estimar los costos de producción en las distintas plantas se obtuvieron los valores de la Tabla 49.

Tabla 49

Costos de producción - 1-15 (MMSCFD)

MMSCFD	P. Li. (USD/ MMBTU)	P. Rs. (USD/ MMBTU)	P. Co. A. (USD/ MMBTU)	P. RI. (USD/ MMBTU)	P. Co. (USD/ MMBTU)	C.G. (USD/ MMBTU)
1	9.54	1.34	3.38	0.98	3.27	1.01
2	7.75	0.96	2.17	0.69	1.96	0.51
3	6.91	0.80	1.69	0.57	1.46	0.34
4	6.38	0.71	1.42	0.51	1.19	0.26
5	6.01	0.65	1.24	0.47	1.02	0.21

MMSCFD	P. Li (USD/ MMBTU)	P. Rs. (USD/ MMBTU)	P. Co. A. (USD/ MMBTU)	P. RI. (USD/ MMBTU)	P. Co. (USD/ MMBTU)	C.G. (USD/ MMBTU)
6	5.72	0.61	1.11	0.44	0.89	0.18
7	5.49	0.62	0.98	0.39	0.79	0.15
8	5.30	0.59	0.91	0.37	0.73	0.13
9	5.14	0.56	0.85	0.36	0.67	0.12
10	5.01	0.54	0.80	0.34	0.62	0.11
11	4.89	0.52	0.76	0.33	0.59	0.10
12	4.78	0.51	0.72	0.32	0.55	0.09
13	4.76	0.45	0.73	0.35	0.54	0.08
14	4.68	0.43	0.70	0.34	0.51	0.08
15	4.60	0.42	0.67	0.33	0.49	0.07

Con los costos de producción se estimó el error (Apéndice E) ante un modelamiento potencial (Figuras 45, 46 y 47). Los valores ideales se muestran en la Tabla 50.

Figura 45

Modelamiento de costos de producción- Plantas de licuefacción y regasificación

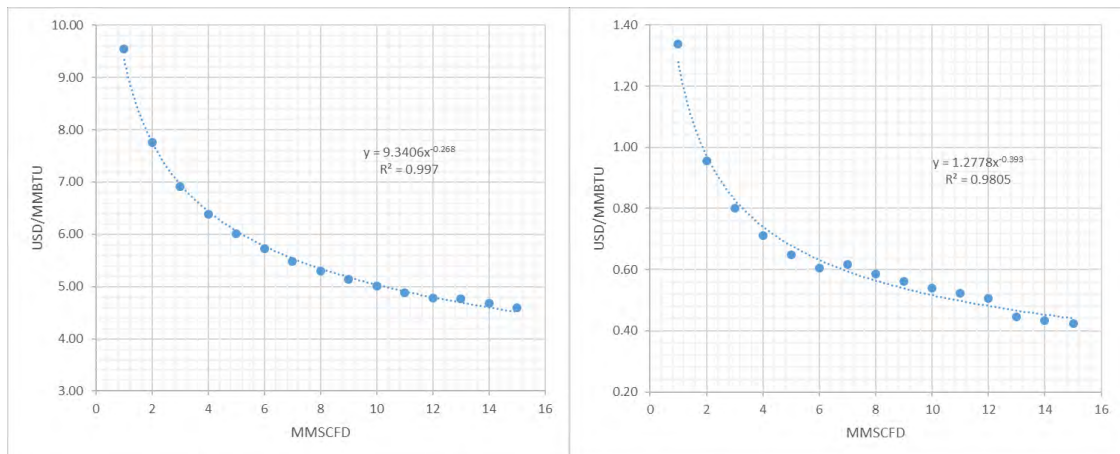
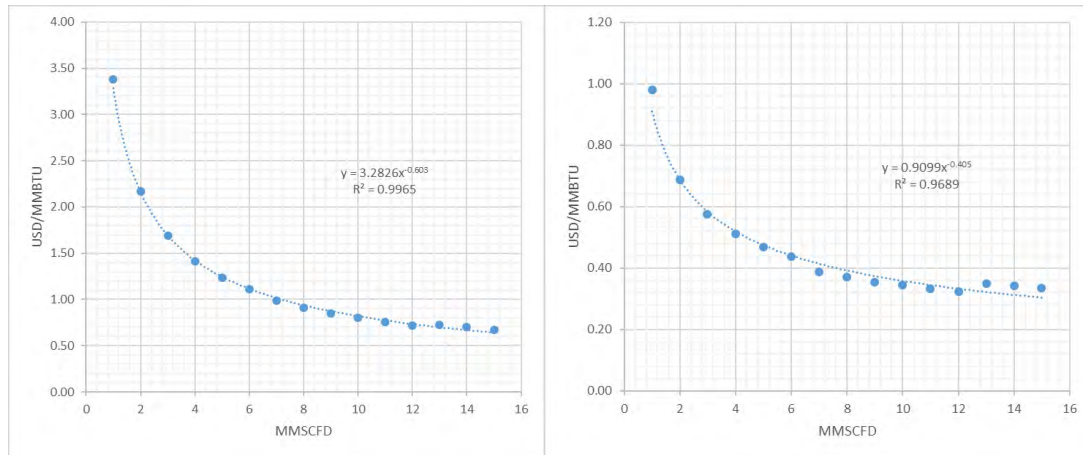
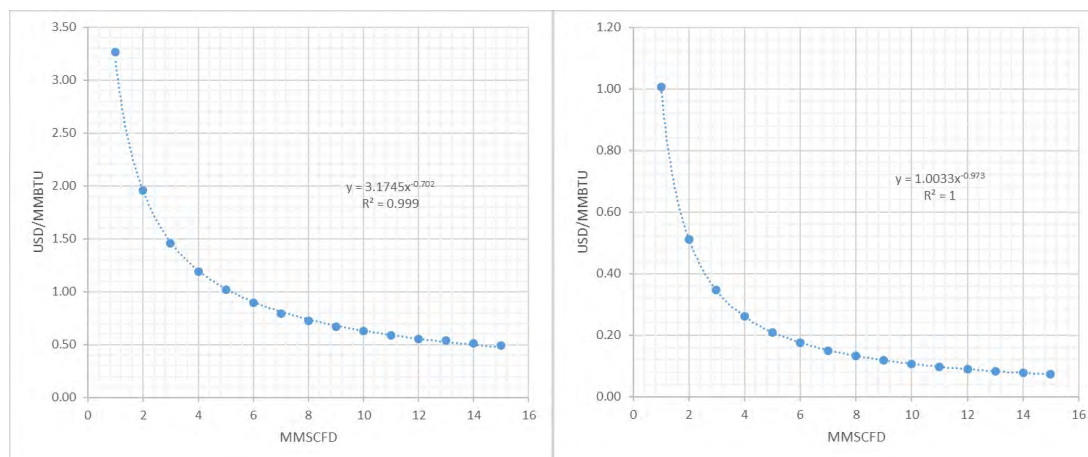


Figura 46

Modelamiento de costos de producción- Plantas de compresión (con almacenamiento) y regulación

**Figura 47**

Modelamiento de costos de producción- Plantas de compresión y City Gate

**Tabla 50**

Costos de producción ideal, 1-15 (MMSCFD)

MMSCFD	P. Li (USD/ MMBTU)	P. Rs. (USD/ MMBTU)	P. Co. A. (USD/ MMBTU)	P. RI. (USD/ MMBTU)	P. Co. (USD/ MMBTU)	C.G. (USD/ MMBTU)
1	9.34	1.28	3.28	0.91	3.17	1.00
2	7.76	0.97	2.16	0.69	1.95	0.51
3	6.96	0.83	1.69	0.58	1.47	0.34

MMSCFD	P. Li (USD/ MMBTU)	P. Rs. (USD/ MMBTU)	P. Co. A. (USD/ MMBTU)	P. RI. (USD/ MMBTU)	P. Co. (USD/ MMBTU)	C.G. (USD/ MMBTU)
4	6.44	0.74	1.42	0.52	1.20	0.26
5	6.07	0.68	1.24	0.47	1.03	0.21
6	5.78	0.63	1.11	0.44	0.90	0.18
7	5.54	0.59	1.02	0.41	0.81	0.15
8	5.35	0.56	0.94	0.39	0.74	0.13
9	5.18	0.54	0.87	0.37	0.68	0.12
10	5.04	0.52	0.82	0.36	0.63	0.11
11	4.91	0.50	0.77	0.34	0.59	0.10
12	4.80	0.48	0.73	0.33	0.55	0.09
13	4.70	0.47	0.70	0.32	0.52	0.08
14	4.60	0.45	0.67	0.31	0.50	0.08
15	4.52	0.44	0.64	0.30	0.47	0.07

Para el modelamiento de la etapa de transporte, se observó un comportamiento potencial de los costos en función al volumen y un comportamiento lineal en función a la distancia. Estas funciones están representadas en las figuras 48, 49 y 50.

Figura 48

Modelamientos de costos de transporte- GNL

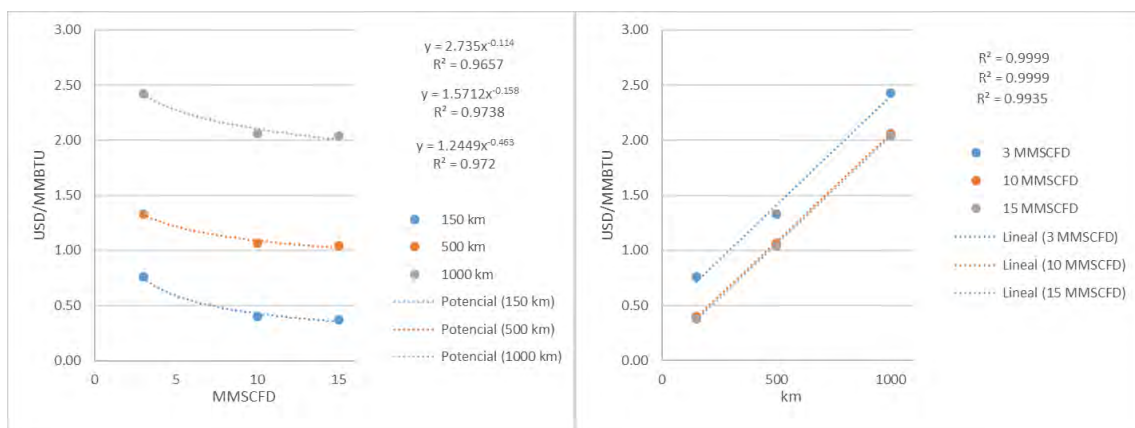


Figura 49

Modelamientos de costos de transporte- GNC

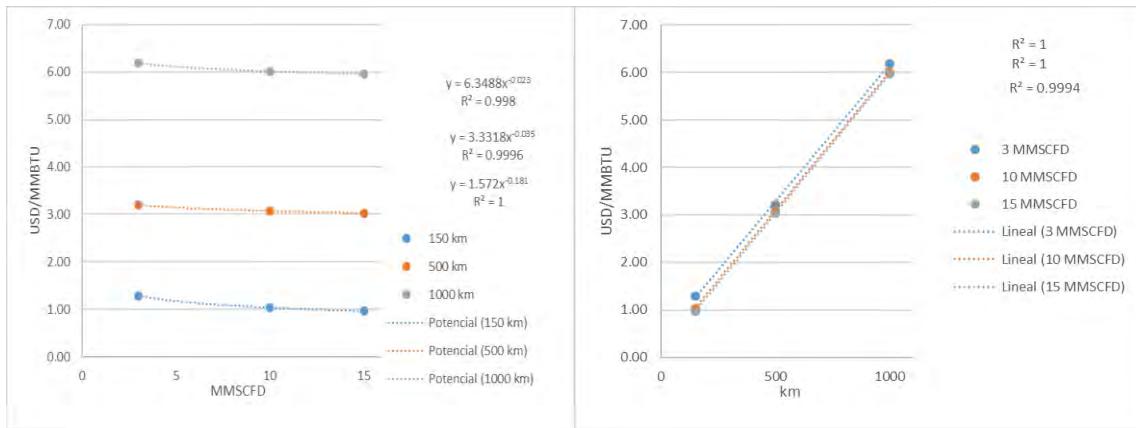
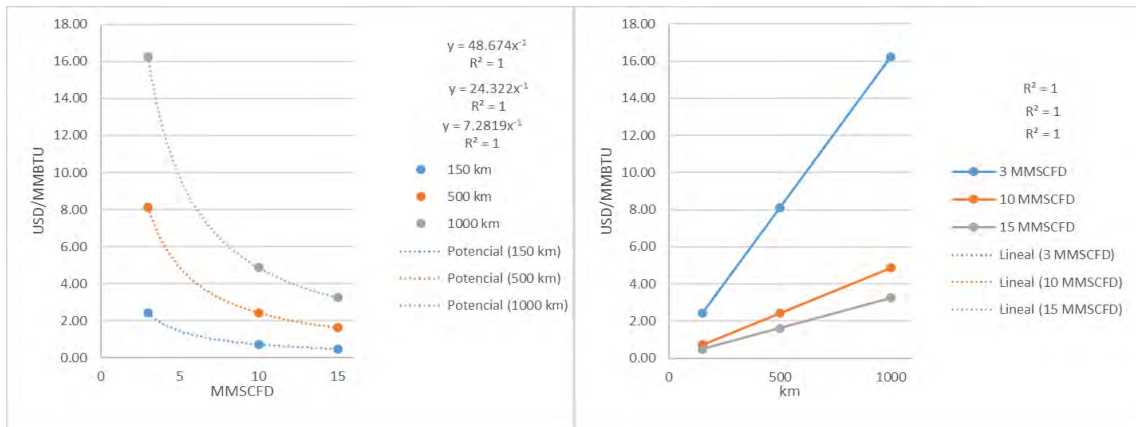


Figura 50

Modelamientos de costos de transporte- Gasoducto



De acuerdo a las funciones potenciales mostradas en cada figura e interpolaciones lineales se pudo estimar los costos de transporte en el rango de 1-15 (MMSCFD) y 100-1000 (km). Los costos ideales de transporte se muestran en las tablas 52, 53 y 54.

Tabla 51

Costos de transporte de GNL, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)

MMSCFD	100 km	150 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	1.20	1.24	1.29	1.38	1.48	1.57	1.80	2.04	2.27	2.50	2.74
2	0.83	0.90	0.98	1.12	1.26	1.41	1.63	1.86	2.08	2.30	2.53
3	0.67	0.75	0.83	0.99	1.16	1.32	1.54	1.76	1.98	2.19	2.41

MMSCFD	100 km	150 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
4	0.57	0.66	0.74	0.92	1.09	1.26	1.48	1.69	1.91	2.12	2.34
5	0.50	0.59	0.68	0.86	1.04	1.22	1.43	1.64	1.85	2.06	2.28
6	0.45	0.54	0.63	0.82	1.00	1.18	1.39	1.60	1.81	2.02	2.23
7	0.41	0.51	0.60	0.78	0.97	1.16	1.36	1.57	1.78	1.98	2.19
8	0.38	0.48	0.57	0.76	0.94	1.13	1.34	1.54	1.75	1.95	2.16
9	0.36	0.45	0.54	0.73	0.92	1.11	1.31	1.52	1.72	1.93	2.13
10	0.33	0.43	0.52	0.71	0.90	1.09	1.29	1.50	1.70	1.90	2.10
11	0.32	0.41	0.51	0.70	0.89	1.08	1.28	1.48	1.68	1.88	2.08
12	0.30	0.39	0.49	0.68	0.87	1.06	1.26	1.46	1.66	1.86	2.06
13	0.28	0.38	0.48	0.67	0.86	1.05	1.25	1.45	1.64	1.84	2.04
14	0.27	0.37	0.46	0.65	0.84	1.04	1.23	1.43	1.63	1.83	2.02
15	0.26	0.36	0.45	0.64	0.83	1.02	1.22	1.42	1.61	1.81	2.01

Tabla 52

Costos de transporte de GNC, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)

MMSCFD	100 km	150 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	1.32	1.57	1.82	2.33	2.83	3.33	3.94	4.54	5.14	5.75	6.35
2	1.12	1.39	1.65	2.19	2.72	3.25	3.94	4.54	5.14	5.75	6.25
3	1.02	1.29	1.56	2.11	2.66	3.21	3.80	4.40	5.00	5.59	6.19
4	0.94	1.22	1.50	2.06	2.62	3.17	3.77	4.36	4.96	5.55	6.15
5	0.89	1.17	1.46	2.02	2.59	3.15	3.74	4.34	4.93	5.52	6.12
6	0.85	1.14	1.42	1.99	2.56	3.13	3.72	4.31	4.91	5.50	6.09
7	0.82	1.11	1.39	1.97	2.54	3.11	3.70	4.30	4.89	5.48	6.07
8	0.79	1.08	1.37	1.94	2.52	3.10	3.69	4.28	4.87	5.46	6.05
9	0.77	1.06	1.35	1.93	2.51	3.09	3.68	4.27	4.86	5.45	6.04
10	0.74	1.04	1.33	1.91	2.49	3.07	3.66	4.25	4.84	5.42	6.01
11	0.73	1.02	1.31	1.89	2.48	3.06	3.65	4.24	4.83	5.42	6.01
12	0.71	1.00	1.30	1.88	2.47	3.05	3.64	4.23	4.82	5.41	6.00
13	0.69	0.99	1.28	1.87	2.46	3.05	3.63	4.22	4.81	5.40	5.99
14	0.68	0.97	1.27	1.86	2.45	3.04	3.63	4.21	4.80	5.39	5.97
15	0.67	0.96	1.26	1.85	2.44	3.03	3.61	4.20	4.79	5.38	5.96

Tabla 53

Costos de transporte de Gasoducto, 1-15 (MMSCFD) y 100-1000(km)

MMSCFD	100 km	150 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	4.85	7.28	9.72	14.58	19.45	24.32	29.19	34.06	38.93	43.80	48.67
2	2.42	3.64	4.86	7.29	9.73	12.16	14.60	17.03	19.47	21.90	24.34
3	1.62	2.43	3.24	4.86	6.48	8.11	9.73	11.35	12.98	14.60	16.22
4	1.21	1.82	2.43	3.65	4.86	6.08	7.30	8.52	9.73	10.95	12.17

MMSCFD	100 km	150 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
5	0.97	1.46	1.94	2.92	3.89	4.86	5.84	6.81	7.79	8.76	9.73
6	0.81	1.21	1.62	2.43	3.24	4.05	4.87	5.68	6.49	7.30	8.11
7	0.69	1.04	1.39	2.08	2.78	3.47	4.17	4.87	5.56	6.26	6.95
8	0.61	0.91	1.21	1.82	2.43	3.04	3.65	4.26	4.87	5.48	6.08
9	0.54	0.81	1.08	1.62	2.16	2.70	3.24	3.78	4.33	4.87	5.41
10	0.48	0.73	0.97	1.46	1.95	2.43	2.92	3.41	3.89	4.38	4.87
11	0.44	0.66	0.88	1.33	1.77	2.21	2.65	3.10	3.54	3.98	4.42
12	0.40	0.61	0.81	1.22	1.62	2.03	2.43	2.84	3.24	3.65	4.06
13	0.37	0.56	0.75	1.12	1.50	1.87	2.25	2.62	2.99	3.37	3.74
14	0.35	0.52	0.69	1.04	1.39	1.74	2.09	2.43	2.78	3.13	3.48
15	0.32	0.49	0.65	0.97	1.30	1.62	1.95	2.27	2.60	2.92	3.24

6.2. Comportamiento de Costos en función a la demanda y distancia

Con los datos hallados de procesamiento y transporte en los intervalos de estudio (1-15 MMSCFD y 100-1000 km), se realizaron graficas tridimensionales de costos (USD/MMBTU) en función de las distancias (km) y las demandas (MMSCFD). Los valores se muestran en el Apéndice F.

Figura 51

Costo de GN - Cadena de valor del GNL

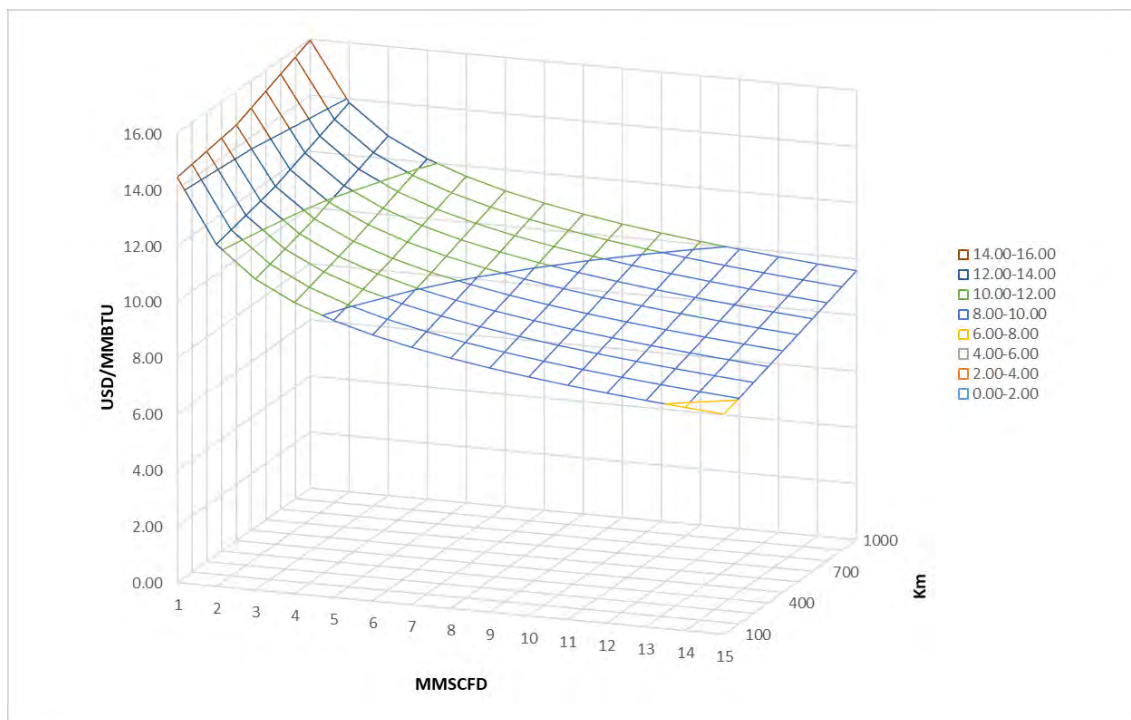


Figura 52

Costo de GN - Cadena de valor del GNC

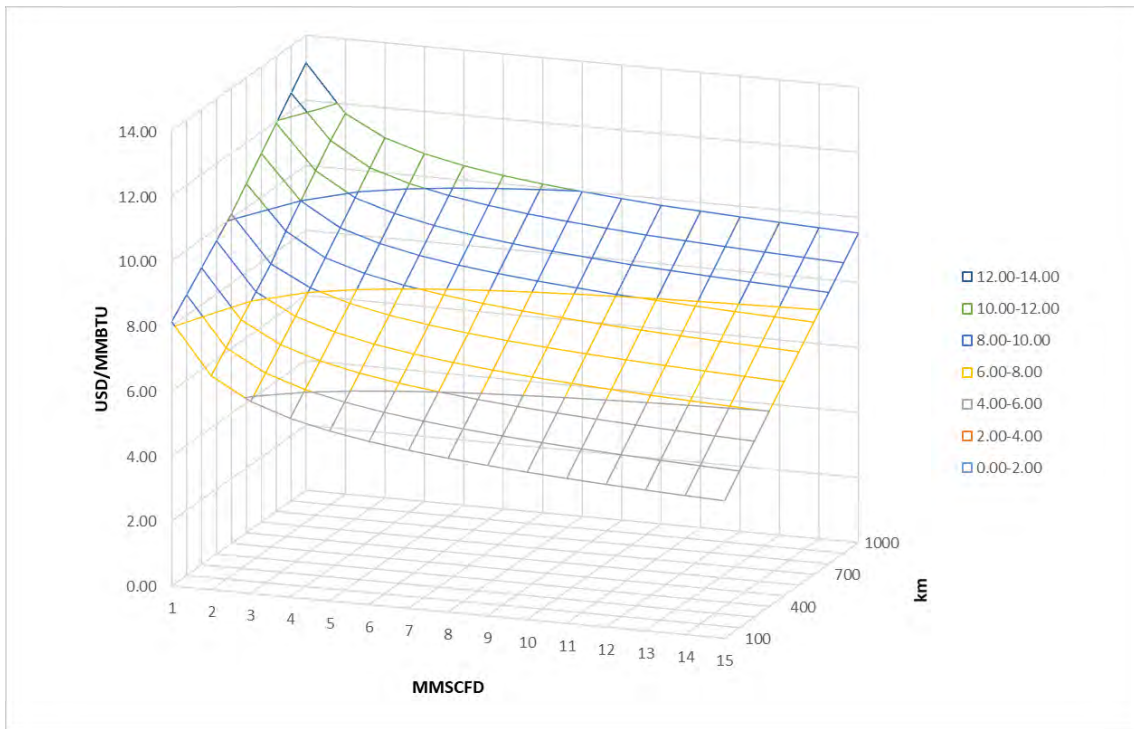
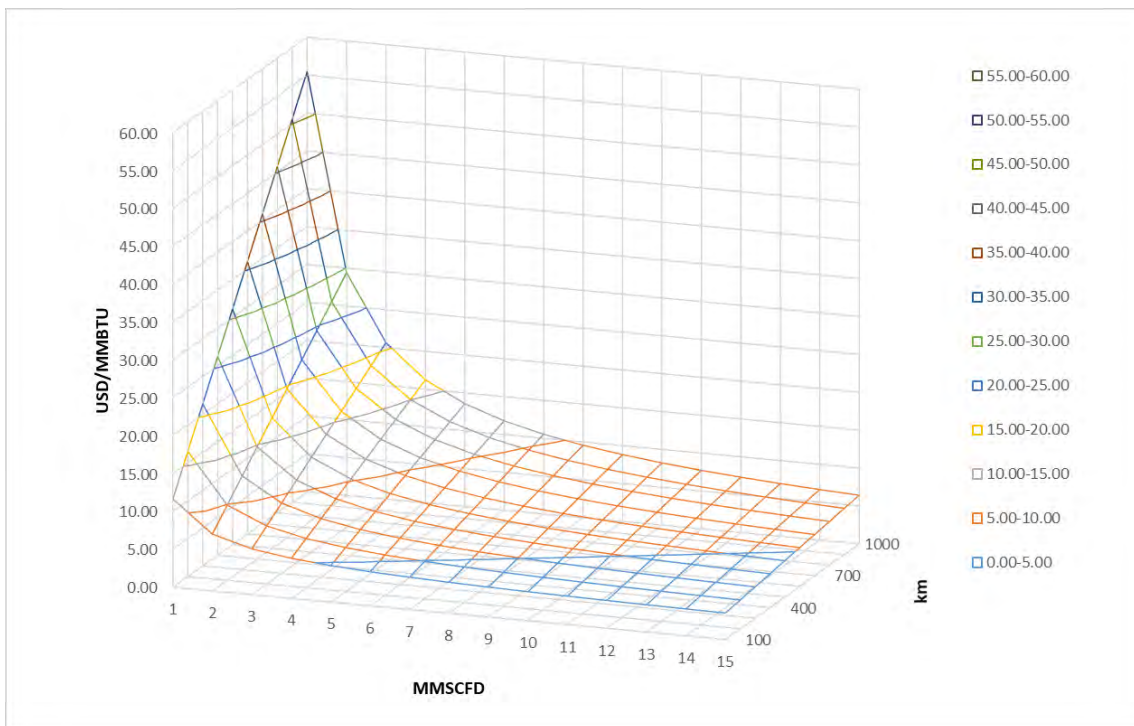


Figura 53

Costo de GN – Cadena de valor por Gasoducto



Conclusiones

Se concluye que los costos de las tecnologías de GNL, GNC y Gasoducto son susceptibles a las distancias del productor al mercado y a las demandas de las regiones a abastecer.

De acuerdo con las Figuras 51, 52 y 53 el uso del GNL entra en competitividad (costos 6-8 USD/MMBTU) cuando la demanda es elevada (mayor a 13 MMSCFD). El uso del GNC es competitivo (costos 4-6 USD/MMBTU) cuando la demanda es mediana o elevada (3-15 MMSCFD), siempre y cuando, la distancia al mercado no sea mayor a 400 km. El uso de GN por red de ductos es apropiado (<5 USD/MMBTU) en distancias menores a 700 km y en consumos que superan los 4 MMSCFD. Adicionalmente y en relación a los objetivos específicos, se deduce que:

- En el Perú se cuenta con seis pozos productores de GN capaces de abastecer sistemas de distribución, estos se encuentran en las regiones de: Cusco, Piura, Ucayali y Tumbes. Los pozos con una producción no aprovechada mayor a 3 MMSCFD son: 88, 56, Z-2B, 31-C, Z-1 y X.
- Las demandas energéticas en las regiones estudiadas se encuentran en intervalos de 1,347-33,838 (MMBTUD), esto se resume a un consumo aproximado de 1.26 -31.57 (MMSCFD) de GN, sin embargo, el consumo per cápita promedio es de 12.15 MBTUD. Adicionalmente se observó que las regiones como Huánuco y Junín lideran el consumo energético de GLP, Ucayali lidera el consumo energético de Combustible (Gasohol y Gasolina) y Loreto el consumo de Residual N°6.
- Para comercializar GN existen diversas tecnologías y cadenas de valor, donde se busca llevar este combustible en la forma más óptima, no obstante, las cadenas de valor de GNL, GNC y Gasoducto son las más utilizadas debido a su fácil procesamiento físico, logrando así, la comercialización de este combustible en su estado más puro, tal como ya ocurre en el Perú.

Existen muchas tecnologías y patentes para lograr un mismo procesamiento en las cadenas de valor del GN, a pesar de ello, mediante una comparación técnica y económica se observó que tecnologías y equipos como: Plantas de turbo expansión, tanques metálicos aislados al vacío, vaporizadores ambientales, compresores centrífugos y ductos de acero son las mejores opciones para demandas típicas de consumos locales o regionales.

- En las actuales concesiones de distribución de GN se aprecia que los costos de una red virtual (GNL) son mucho mayores que los de una red física por gasoducto, concordante con el comportamiento de costos mostrado en las Gráficas 50 y 52. Las concesiones de distribución de GN cuentan con tarifas en función a la demanda del consumidor y a los costos de la cadena de valor. El estudio de Gas Energy Latin America (2019) determinó que los costos para la etapa de distribución son: Calidda - 4.39 (USD/MMBTU), Contugas - 3.84 (USD/MMBTU), Quavii - 8.58 (USD/MMBTU) Petroperú (ex Naturgy) - 8.64 (USD/MMBTU).

Recomendaciones

- Para la selección de una tecnología de transporte y distribución de GN, se deben tomar en cuenta criterios adicionales al técnico y económico, tales como: el factor ambiental (comprometiendo el uso de gran cantidad de vehículos), el factor social (comprometiendo el transporte en carretera).
- Existe gran riesgo de siniestralidad en la actividad de carga y descarga, entre las estaciones y los vehículos de GNC y GNL¹⁵, por lo tanto, se recomienda optar por las cadenas de valor de transporte virtual donde se requiera un menor número de cargas y descargas por año.
- El uso de GNL da mayor facilidad y seguridad en el almacenamiento y transporte, por lo que, se recomienda usar a partir de demandas medias y distancias largas. Incluso

¹⁵ Criterio obtenido del curso: Selección de sucesos iniciadores. (2022). En N. Mertens (Comp.), Unificación de Criterios para la Evaluación de Estudios de Riesgos de Seguridad. Tema Litoclean S.A.C.

dando la oportunidad de tener reservas de GNL en estaciones intermedias, logrando así una mayor seguridad energética para las regiones.

- La masificación del GN en el Perú puede ser impulsada con pequeños proyectos de transporte y distribución, que logran costos muy competitivos que van desde los 4-8 USD/MMBTU.
- Las estaciones de regasificación y regulación contienen tanques de almacenamiento, que en volúmenes elevados generan un gran riesgo¹⁶ (debido a la carga energética en forma estacionaria), por lo tanto, se recomienda diversificar la cantidad de estaciones de recepción en puntos distantes y estratégicos.
- Debido a la posibilidad de existir demandas estacionales (Figura 25), es posible reforzar el suministro de GN de distribución con una tecnología diferente, tal como sucede en las ciudades de Trujillo y Chimbote que, a pesar de contar con estaciones de regasificación de GNL, cuentan con estaciones de regulación de GNC. De esta forma es posible aprovechar las ventajas de cada cadena de valor y robustecer la seguridad energética al tener la opción de abastecerse de más de una fuente de GN.
- Para tener una mayor confiabilidad en el servicio, las estaciones dependientes de un transporte virtual deberían contar con un estudio de vulnerabilidad de la cadena de suministro. El estudio en mención influirá directamente en el dimensionamiento y cantidad de tanques de almacenamiento.

¹⁶ Criterio obtenido de la presentación: Riesgos de la planta de GNL. (2005). En W. Cárdenas (Comp.), Almacenamiento de Gas Natural Licuado. OSINERGMIN.

Referencias

- CHART Industries. (2012). *Flat Bottom or Vacuum Insulated Tanks*.
- De las Heras, J. G. (2013). *Análisis Comparativo de Gasoductos Virtuales Frente a Otras Alternativas de Abastecimiento Energético*. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- El Gas Noticias. (18 de Septiembre de 2018). Nueva planta de Colán suministrará de GNL a la industrias norteñas. *El Gas Noticias*.
- Garrett, D. E. (2012). *Chemical Engineering Economics*. Springer Science & Business Media.
- Gas Energy Latin America. (2019). *Análisis de competitividad comparativo para las tarifas de gas natural (GNL) de la concesión de Naturgy frente a sus sustitutos*.
- Hermeling, W. (2020). *Handbuch für den LNG- und CNG-Praktiker, Liquefied Natural Gas in der Anwendung*. Springer Vieweg Wiesbaden.
- Hernandez, R., & Mendoza, C. P. (2018). *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. Mc Graw Hill.
- INACAL. (2008). *NTP 111.031:2008 GAS NATURAL SECO. Estación de compresión, módulos contenedores o de almacenamiento, y estación de descarga para el gas natural comprimido (GNC)*.
- INACAL. (2020). *NTP 111.032-1, GAS NATURAL LICUADO. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 1: Estaciones de servicio para venta de GNV-C y GNV-L a vehículos y consumidores directos*.
- INACAL. (2020). *NTP 111.032-2 (GAS NATURAL LICUADO. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL))*.
- Lopez, M. (2010). Evaluación Técnico – Económica de las Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural. *La Revista del Gas Natural*.
- Manrique, H. J. (2019). *Simulation and Economic Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes*. Curtin University.
- Menom, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. Crc Press.
- Mokhatab, S., & Messersmith, D. (2018). *Liquefaction technology selection for baseload LNG plants*. Obtenido de Hydrocarbon Processing.
- Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2015). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices (Third Edition)*. Gulf Professional Publishing.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2006). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing.
- National Renewable Energy Laboratory. (1992). *Comparison of CNG and LNG technologies for transportation applications*.

- OSINERGMIN. (2014). *Masificación del gas natural en el Perú: experiencia y perspectiva*. Teps Group SAC.
- OSINERGMIN. (2021). *Documentos SCOP*. Obtenido de OSINERGMIN:
<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/scop/documentos-scop>
- OSINERGMIN. (2021). *Mapa Energetico Minero*. Obtenido de <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>
- Rodriguez, A., Rivas, J., Carrillo, A., & Chicasaca, J. (2018). *Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 7 - Número 10*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin - Perú.
- Salas, L., & Andía, A. (2016). *Competitividad en el Suministro de Gas Licuefactado en Zonas Aisladas del Sur del Perú*. Universidad del Pacífico.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2018). *ASME B31.8-2018, Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2018). *ASME B36.10M-2018, Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*.
- Towler, G., & Sinnott, R. (2013). *Chemical Engineering, Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design, Second Edition*. Butterworth-Heinemann.
- Tractebel Engineering. (2015). *CNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas*. World Bank.
- Tractebel Engineering. (2015). *Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas*. World Bank.
- Tractebel Engineering. (2015). *Mini and Micro LNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas*. World Bank.
- Wood, D., & Mokhatab, S. (2008). Gas monetization technologies remain tantalizingly on the brink. *World Oil*.

Apéndice A. Producción y Aprovechamiento de Gas Natural en el Perú (2018-2020)

Se considera gas natural aprovechado al Gas natural que está en las categorías de:

- Gas combustible
- Gas Vendido

Se considera gas natural no aprovechado al Gas natural que está en las categorías de:

- Gas venteado
- Gas quemado
- Gas reinyectado
- Gas condensado de reposición

Tabla 54

Características de producción de empresas de GN

Operador	Lote	Gas provechado	Gas no provechado	Producción mensual promedio (MMSCF)	Capacidad de abastecimiento (MMSCFD)	Nivel de consideración
Pacific Stratus (ex Frontera Energy del Perú S.A.)	192	94.27%	5.73%	68.86	0.13	Baja
Aguaytia Energy del Perú S.R.L.	31-C	24.90%	75.10%	1216.78	30.46	Alta
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	56	88.50%	11.50%	12934.35	49.59	Alta
Repsol Exploracion Perú, sucursal del Perú	57	99.97%	0.03%	5302.43	0.06	Baja
Perenco Perú Petroleum Limited, sucursal del Perú	67	0.00%	100.00%	1.18	0.04	Baja
Pluspetrol Norte S.A.	8	72.90%	27.10%	30.28	0.27	Baja
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	88	64.19%	35.81%	31209.49	372.58	Alta
G.M.P. S.A.	I	97.16%	2.84%	173.06	0.16	Baja
Petrolera Monterrico S.A.	II	72.76%	27.24%	64.21	0.58	Baja
G.M.P. S.A.	III	21.90%	78.10%	66.26	1.73	Baja
G.M.P. S.A.	IV	31.90%	68.10%	116.71	2.65	Baja
Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A.C.	IX	100.00%	0.00%	2.00	0.00	Baja

Operador	Lote	Gas provechado	Gas no aprovechado	Producción mensual promedio (MMSCF)	Capacidad de abastecimiento (MMSCFD)	Nivel de consideración
G.M.P. S.A.	V	39.98%	60.02%	9.84	0.20	Baja
Sapet Development Perú Inc., sucursal del Perú	VII_VI	86.02%	13.98%	144.05	0.67	Baja
CNPC Perú S.A.	X	74.54%	25.46%	741.24	6.29	Media
Olympic Perú Inc., sucursal del Perú	XIII	91.06%	8.94%	526.07	1.57	Baja
Petrolera Monterrico S.A.	XV	23.93%	76.07%	1.05	0.03	Baja
Petrolera Monterrico S.A.	XX	100.00%	0.00%	0.34	0.00	Baja
Pacific Off Shore	Z-1	8.11%	91.89%	519.84	15.92	Alta
Savia Perú S.A.	Z-2B	29.29%	70.71%	1891.6	44.58	Alta
Petrotal	95	0.00%	100.00%	2.76	0.09	Baja
Cepsa	131	0.00%	100.00%	2.21	0.07	Baja

Nota. Elaboración propia a partir de la estadística de Perupetro para los años 2018-2020.

Apéndice B. Consumo Energético en Departamentos del Perú

Los consumos energéticos fueron estimados a partir de los valores de los reportes SCOP (OSINERGMIN, 2021) y de los poderes caloríficos propios de cada combustible descritos en: “Análisis de competitividad comparativo para las tarifas de gas natural (GNL) de la concesión de Naturgy frente a sus sustitutos” (Gas Energy Latin America, 2019).

Tabla 55

Consumo energético de GLP en los departamentos del Perú (2018-2020)

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Plura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Ene-18	356.9	217.1	492.8	5126.4	0.0	10505.5	21989.3	0.0	333.1	369.8	19275.3	7047.0	3647.2	1181.1	2770.0
Feb-18	269.7	120.9	614.0	4186.8	36.5	10814.4	20820.8	0.0	246.0	326.5	14617.1	2151.2	3364.1	1030.3	3071.5
Mar-18	377.3	166.6	532.0	5080.8	12.9	11277.3	24413.7	0.0	332.5	302.8	13926.4	2329.0	3891.4	1168.8	3626.5
Abr-18	344.5	129.5	483.5	4860.1	2.5	11638.4	24740.3	824.7	293.2	366.3	13492.9	2448.9	4403.4	1084.6	3562.4
May-18	336.1	95.3	396.7	5354.8	2.5	12223.1	25286.2	0.0	207.8	161.4	13045.1	2213.6	3940.5	1074.2	4120.6
Jun-18	324.4	70.6	373.7	6502.5	43.9	11757.5	23792.0	32.6	416.3	363.3	13363.2	2689.7	3711.7	1061.5	3834.1
Jul-18	392.8	24.0	564.2	5890.1	2.5	11970.3	24872.9	0.0	302.2	320.6	16706.5	5614.4	3448.4	1923.9	3956.8
Ago-18	375.6	61.6	1010.1	6141.5	11.7	12488.9	24519.5	56.4	382.4	396.8	14492.4	2742.4	3985.7	1078.8	4336.2
Set-18	349.4	24.7	480.4	5858.9	15.6	10920.4	22858.0	0.0	251.2	335.0	15329.8	2622.7	3998.8	1077.9	3831.4
Oct-18	454.1	22.8	463.2	5662.4	11.7	12529.9	30331.2	57.5	378.1	330.6	15195.3	2695.3	4365.9	1139.8	4031.6
Nov-18	340.8	20.3	730.5	6160.9	33.9	11982.8	24688.3	0.0	295.8	378.8	13848.0	2689.5	3980.3	1064.2	4244.7
Dic-18	345.5	19.7	890.9	5929.1	44.2	12478.1	24169.2	323.8	331.5	244.3	15474.1	3319.9	3882.3	1122.3	4276.3
Ene-19	407.8	24.7	848.7	6351.6	9.2	11409.8	22942.1	366.0	341.7	367.6	15604.9	4443.9	4259.7	1157.8	4157.6
Feb-19	265.9	27.1	1096.9	5345.2	2.5	10941.0	22821.6	355.6	291.8	375.2	12710.9	2664.9	3887.6	1091.8	3924.1
Mar-19	417.0	0.0	977.6	6480.7	54.7	12502.4	24878.6	145.5	350.7	310.5	14927.4	3529.8	4222.8	1105.2	4269.9
Abr-19	354.4	26.5	1098.1	6383.8	9.9	12796.4	25665.2	381.8	350.9	401.2	15202.6	4123.4	4417.5	1108.7	3903.6
May-19	393.2	49.9	1044.9	7595.8	21.6	13701.3	27513.7	775.1	291.3	359.8	14274.3	2652.5	4053.3	1034.6	4141.4
Jun-19	369.8	27.7	1138.9	6195.7	67.8	12810.1	26948.2	677.5	383.5	444.4	14588.4	1892.7	4117.6	1090.7	3703.0
Jul-19	415.5	0.0	914.0	7349.0	98.6	13014.6	28580.8	729.6	339.0	432.4	17745.5	462.0	4560.2	1209.2	4815.5
Ago-19	447.4	25.3	908.1	7680.3	36.4	12491.3	27504.6	225.2	290.0	412.7	17291.4	1580.4	5046.5	1284.9	4404.7
Set-19	385.3	47.5	1005.4	7950.8	85.7	12918.5	28136.5	499.2	339.9	453.8	14934.0	2455.3	5072.5	1253.5	3972.4
Oct-19	469.3	22.2	811.5	8108.9	74.0	13905.6	31149.3	585.0	299.3	533.2	15900.4	2010.2	5298.8	1326.9	4580.8
Nov-19	417.0	73.4	681.7	8275.2	107.9	13529.5	30050.1	286.5	258.3	464.2	15024.3	2089.8	5162.7	1189.5	3754.8
Dic-19	461.7	19.7	595.4	8046.8	116.5	14390.5	30261.1	453.1	311.1	514.9	14252.8	2352.0	5247.6	1292.0	4532.1
Ene-20	404.1	41.9	449.5	8494.2	77.1	13218.9	29095.1	528.1	292.6	379.2	14592.9	2277.4	5407.8	1207.5	4277.9
Feb-20	458.3	52.6	865.3	7755.6	83.2	12614.7	28720.3	301.0	206.3	406.4	15876.5	2117.2	5828.5	1232.4	2611.9
Mar-20	417.7	41.9	390.9	8196.1	51.2	10543.2	22867.6	343.0	334.0	325.8	13377.0	1741.9	6078.9	1068.5	2719.7
Abr-20	219.7	0.0	321.5	6112.3	19.7	5149.2	10364.8	21.0	301.3	0.0	9936.6	2380.6	3663.7	1332.1	2365.3
May-20	269.6	21.6	307.4	8717.7	33.3	6883.4	15755.9	1437.9	374.0	132.3	12200.2	2373.8	5384.5	1495.2	4089.9

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Plura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Jun-20	390.4	22.8	468.8	9487.0	56.1	8941.7	18176.0	862.2	426.3	392.7	14301.1	1818.6	5356.9	1548.0	4281.2
Jul-20	436.8	41.3	520.5	9847.9	60.4	10206.6	21110.2	560.1	419.6	252.4	15266.3	2371.8	5676.1	1776.9	4761.6
Ago-20	448.7	22.8	638.2	9165.6	88.2	10731.7	22709.0	225.0	380.2	314.9	16519.2	2925.8	5975.8	1579.2	5267.2
Set-20	534.1	25.9	819.6	7008.5	72.8	11149.2	23361.4	438.9	385.3	211.5	16235.9	3344.3	5670.1	1589.9	4946.0
Oct-20	465.8	43.2	451.0	9682.7	78.3	12809.8	27304.2	287.9	427.0	445.0	16417.3	5006.3	6506.0	1589.5	5001.3
Nov-20	659.2	46.2	476.3	9612.6	114.7	12666.4	29432.4	535.2	483.3	378.2	15753.3	2760.0	6560.8	1683.8	5669.2
Dic-20	591.7	41.3	487.3	8703.6	130.7	14030.6	31118.2	162.5	378.8	508.2	18494.6	3925.3	6797.3	1860.1	5272.6

Tabla 56

Consumo energético de Gasohol 90 en los departamentos del Perú (2018-2020)

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Plura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Ene-18	1998.4	2386.1	4315.0	13980.0	1145.4	2898.3	8431.7	2208.2	563.4	2112.9	13824.0	2828.8	5833.8	744.1	10546.3
Feb-18	2059.6	2314.4	4435.0	13312.3	1001.4	2868.3	7914.7	2344.2	376.5	1859.1	14451.3	3062.6	5774.3	755.1	10947.2
Mar-18	2154.1	2473.0	4283.5	14044.5	1137.9	3205.5	8578.6	2454.4	511.3	2238.7	14635.3	2889.7	6088.3	749.2	11881.6
Abr-18	2007.1	2376.4	4555.8	14443.1	1239.2	3196.0	8660.8	2213.6	411.6	2072.6	14335.5	3094.6	6204.1	710.2	12321.0
May-18	2082.1	2467.5	4771.9	14387.8	1193.7	3167.8	8853.0	2369.6	419.3	2074.8	14401.8	3223.0	6526.7	632.9	12113.4
Jun-18	2074.9	2523.4	4531.8	13860.7	1268.3	3211.8	8475.2	2524.5	400.5	2097.1	14136.8	2995.1	6246.8	537.9	12404.0
Jul-18	2268.2	2712.8	4520.1	14372.8	1250.7	3212.1	9021.6	2386.7	425.6	2208.2	14440.6	3216.6	6410.4	598.9	12741.7
Ago-18	2440.0	2858.0	4631.8	15323.0	1399.7	3385.8	9482.2	2409.2	470.9	2224.6	14778.6	3618.7	6575.9	650.8	13116.3
Set-18	2237.1	2700.2	4507.3	14230.3	1315.8	3003.3	8805.3	2406.4	500.8	2266.1	14068.8	3184.8	6338.6	665.4	12846.6
Oct-18	2432.7	2736.8	4882.1	15071.4	1421.7	3546.9	9236.6	2613.0	461.1	2360.1	15745.3	3761.4	6539.9	653.6	13974.7
Nov-18	2264.7	2660.5	4768.9	15207.2	1290.8	3354.9	9213.4	2574.9	440.3	2408.2	14889.2	3595.7	6598.6	603.1	13341.9
Dic-18	2567.5	2937.7	5086.6	15799.6	1500.0	3540.1	9715.3	2454.7	426.1	2477.0	16127.3	3734.9	7025.8	655.3	13633.2
Ene-19	2462.2	2644.9	4757.3	15139.5	1120.4	3250.9	8997.9	2446.0	463.8	2193.1	15510.5	3905.9	6233.4	680.6	12946.0
Feb-19	2234.2	2631.7	4937.6	14820.6	1163.5	3174.8	8428.0	2414.4	437.4	2000.8	15180.4	3416.6	6394.9	669.4	12707.8
Mar-19	2278.2	2741.0	4772.1	15602.0	1204.5	2834.0	8403.2	2432.7	379.5	2125.1	15507.5	4050.0	6663.2	688.8	13099.6
Abr-19	2422.2	2723.2	5885.8	16016.6	1393.3	3471.6	9315.7	2700.8	462.4	2331.7	16115.3	3919.0	6745.5	707.6	13237.8
May-19	2365.7	2835.5	5408.9	15785.6	1469.0	3285.4	8864.8	2668.5	461.9	2350.4	15455.8	4265.3	6701.2	683.8	13361.4
Jun-19	2387.1	2783.8	5317.7	15907.3	1415.2	3448.9	8788.6	2438.5	332.8	2428.7	15196.4	4039.9	7012.5	678.4	14107.8
Jul-19	2537.0	2949.2	5913.5	15932.9	1561.3	3401.9	9510.4	2718.2	353.5	2296.9	16061.9	4047.4	7059.5	697.4	13868.4
Ago-19	2643.7	3175.1	5696.2	16504.2	1492.8	3702.6	9598.7	3054.1	482.1	2574.0	15864.5	4321.8	7021.2	714.2	14443.3
Set-19	2482.7	2937.7	5528.3	16163.9	1553.6	3507.8	8931.9	3031.1	420.1	2355.4	15325.4	4009.9	6809.9	650.9	14031.3
Oct-19	2540.9	2862.2	5936.6	16541.7	1565.0	3272.4	9211.6	3450.8	428.9	2585.4	16504.4	4518.6	6651.9	757.6	14793.7
Nov-19	2524.9	2940.8	5754.2	16392.9	1523.0	3406.3	8715.0	3035.6	375.1	2335.7	16163.3	4480.6	6653.7	713.9	14310.3
Dic-19	2726.5	3036.1	5920.0	16703.2	1655.5	3363.8	9189.7	3246.1	438.3	2436.4	17160.0	4638.6	7185.6	780.7	14077.3
Ene-20	2614.9	2920.3	5649.7	16110.6	1404.8	3249.8	8612.1	3050.1	509.8	2110.2	16379.9	4764.4	6826.2	797.7	13298.8
Feb-20	2632.4	2930.3	5793.0	16385.1	1357.5	3438.8	8397.2	3037.0	421.5	2182.2	17122.0	4712.6	6993.0	748.9	13627.1

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Plura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Mar-20	1911.9	1852.3	4003.4	10275.3	1052.9	2506.2	6171.3	2231.1	332.3	1771.3	11453.8	3524.4	4802.9	567.8	10125.0
Abr-20	923.9	707.6	1684.8	3288.9	374.6	1474.8	3285.1	1131.0	176.1	1002.4	6064.8	2422.4	2300.7	403.6	6382.7
May-20	1338.8	1619.1	2709.8	6139.6	748.2	2176.4	5004.6	1916.8	173.6	1582.8	7826.1	3180.6	3472.9	478.3	7846.1
Jun-20	1838.8	2073.3	3781.9	9890.0	1079.7	2677.8	7093.5	2609.0	296.3	1778.3	11040.4	4847.1	4763.1	679.4	10908.5
Jul-20	2531.7	2804.7	4963.9	13736.2	1239.4	2910.5	8200.5	3119.1	390.6	2284.9	14689.9	5762.0	5506.2	869.6	13542.6
Ago-20	2501.2	2602.5	4748.3	11841.9	1209.7	3157.1	8027.5	3519.9	428.4	2149.9	14800.2	4497.0	6181.8	910.9	13388.7
Set-20	2725.5	2859.0	5038.7	13570.9	1294.7	3473.3	8621.1	3516.2	559.6	2188.6	15742.8	5828.0	7032.5	972.1	13619.2
Oct-20	2972.3	3149.0	5429.0	14846.6	1456.2	3656.1	9591.0	3704.9	648.3	2579.9	17277.3	6456.1	8244.2	1041.7	15131.9
Nov-20	3188.3	3099.3	5752.0	15348.3	1602.6	3737.7	9626.7	3819.0	699.8	2628.9	17391.9	6758.2	8637.8	1100.9	14698.1
Dic-20	3430.6	3490.1	5833.0	16067.6	1649.6	3664.7	10501.3	3910.2	750.4	2765.5	18980.8	7160.2	8903.1	1267.8	15459.8

Nota. Se considero el consumo de Gasolina 90 en los departamentos de: Amazonas, Loreto, Madre de Dios, San Martín y Ucayali debido a la aun legalidad de su comercialización y consumo nulo o mínimo de Gasohol 90.

Tabla 57

Consumo energético de Residual N°6 en los departamentos del Perú (2018-2020)

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Plura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Ene-18	0.0	0.0	0.0	118.1	0.0	0.0	430.5	5731.4	0.0	0.0	1683.8	0.0	0.0	0.0	232.6
Feb-18	0.0	0.0	0.0	178.1	0.0	0.0	288.5	9583.9	0.0	0.0	851.1	0.0	0.0	137.1	212.6
Mar-18	0.0	0.0	0.0	201.0	0.0	0.0	173.6	7518.2	0.0	0.0	827.0	0.0	0.0	0.0	116.1
Abr-18	0.0	0.0	0.0	124.3	0.0	0.0	0.0	8236.4	0.0	0.0	3051.5	0.0	0.0	0.0	240.9
May-18	0.0	0.0	0.0	159.1	0.0	0.0	346.2	7492.9	0.0	0.0	2940.5	0.0	0.0	0.0	156.8
Jun-18	0.0	0.0	0.0	249.6	0.0	0.0	537.3	7288.5	0.0	0.0	1899.4	0.0	0.0	0.0	242.0
Jul-18	0.0	0.0	0.0	120.2	0.0	0.0	421.5	9116.9	0.0	0.0	616.1	0.0	0.0	0.0	319.1
Ago-18	0.0	0.0	0.0	199.3	0.0	0.0	475.4	8183.3	0.0	0.0	685.2	0.0	0.0	0.0	161.4
Set-18	0.0	0.0	0.0	199.5	0.0	0.0	387.3	8120.9	0.0	0.0	465.5	0.0	0.0	0.0	162.8
Oct-18	0.0	0.0	0.0	159.4	0.0	0.0	1371.8	8457.2	0.0	0.0	521.3	0.0	0.0	0.0	154.0
Nov-18	0.0	0.0	0.0	124.6	0.0	0.0	445.4	5069.6	0.0	0.0	1521.8	0.0	0.0	0.0	167.0
Dic-18	0.0	0.0	0.0	206.6	0.0	0.0	347.4	10961.8	0.0	0.0	1174.7	0.0	0.0	0.0	326.7
Ene-19	0.0	0.0	0.0	165.3	0.0	0.0	0.0	9023.4	0.0	0.0	835.3	0.0	0.0	0.0	242.3
Feb-19	0.0	0.0	0.0	144.5	0.0	0.0	426.5	6825.5	0.0	0.0	978.3	0.0	0.0	0.0	224.7
Mar-19	0.0	0.0	0.0	168.4	0.0	0.0	475.4	8058.6	0.0	0.0	841.7	0.0	0.0	0.0	284.6
Abr-19	0.0	0.0	0.0	165.4	0.0	0.0	217.6	8129.4	0.0	0.0	994.6	0.0	0.0	0.0	202.7
May-19	0.0	0.0	0.0	124.3	0.0	39.8	458.1	8005.2	0.0	0.0	2025.8	0.0	0.0	0.0	123.0
Jun-19	0.0	0.0	0.0	171.2	0.0	0.0	480.7	8194.9	0.0	0.0	3631.3	0.0	0.0	0.0	250.7

Mes	Amazonas	Apurímac	Ayacucho	Cusco	Huancavelica	Huánuco	Junín	Loreto	Madre de Dios	Pasco	Piura	Puno	San Martín	Tumbes	Ucayali
Jul-19	0.0	0.0	0.0	206.4	0.0	39.9	302.8	5959.8	0.0	0.0	2675.6	0.0	0.0	0.0	156.9
Ago-19	0.0	0.0	0.0	165.4	0.0	39.9	564.8	10305.2	0.0	0.0	802.2	0.0	0.0	0.0	282.4
Set-19	0.0	0.0	0.0	128.4	0.0	0.0	621.9	8483.0	0.0	0.0	537.1	0.0	0.0	0.0	255.0
Oct-19	0.0	0.0	0.0	41.5	0.0	0.0	523.1	8622.0	0.0	0.0	685.5	0.0	0.0	0.0	120.5
Nov-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.3	316.3	5628.1	0.0	0.0	806.9	0.0	0.0	0.0	201.8
Dic-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.8	9225.0	0.0	0.0	706.7	0.0	0.0	0.0	273.0
Ene-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.5	87.9	8492.9	0.0	0.0	355.0	0.0	0.0	0.0	310.6
Feb-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	276.4	6295.0	0.0	0.0	232.9	0.0	0.0	0.0	264.0
Mar-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	173.6	10190.7	0.0	0.0	134.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Abr-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6343.9	0.0	0.0	165.3	0.0	0.0	0.0	0.0
May-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6283.1	0.0	0.0	189.4	0.0	0.0	0.0	122.4
Jun-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8532.9	0.0	0.0	3027.4	0.0	0.0	0.0	121.0
Jul-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	305.3	7587.2	0.0	0.0	2434.2	0.0	0.0	0.0	159.9
Ago-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	609.9	7804.8	0.0	0.0	458.5	0.0	0.0	0.0	357.8
Set-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82.5	135.1	8624.8	0.0	0.0	587.9	0.0	0.0	0.0	162.2
Oct-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.9	131.8	8552.0	0.0	0.0	418.9	0.0	0.0	0.0	161.6
Nov-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.2	45.3	6574.0	0.0	0.0	2264.0	0.0	0.0	0.0	331.0
Dic-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	306.7	8637.2	0.0	0.0	3098.5	0.0	0.0	0.0	237.4

Apéndice C: Correlaciones para Costos de Compra e Instalación de Equipos

Los cálculos de costos de equipos se rigen a la fórmula C.1, tomando los factores de la Tabla 58.

$$C_e = a + b * S^n \quad (C.1)$$

Donde:

- C_e = Costo de equipo, Costa del Golfo de EE. UU., enero de 2010 (CEPCI=532.9).
- a, b= Constantes de costo de la Tabla 58.
- S= Parámetro de tamaño, unidades dadas en la Tabla 58.
- n= Exponente para el tipo de equipo.

Tabla 58

Factores de cálculo para costos de equipo

Equipo	Tipo	Unidades para tamaño, S	a	b	n
Compresor	Centrifugo	Potencia, kW	580,000	20,000	0.60
Evaporador	Tubo vertical	Área, m ²	330	36,000	0.55
Intercambiador de calor	Carcasa y tubo de cabeza flotante	Área, m ²	32,000	70	1.2
Intercambiador de calor	Carcasa y tubo de tubo en U	Área, m ²	28,000	54	1.2
Filtros	Placa y marco	Capacidad, m ³	128.000	89.000	0.5
Tanque	Techo de cono	Capacidad, m ³	5,800	1,600	0.7

Nota. Tabla de elaboración propia con los datos de (Towler & Sinnott, 2013)

Para el costo de un equipo instalado en planta se usa la ecuación C.2 y los factores de la Tabla 59.

$$C = F * C_e \quad (C.2)$$

Tabla 59*Factores de Instalación de Hand*

Tipo de equipo	Factor de Instalación
Compresores	2.5
Columnas de destilación	4
Hornos	2
Intercambiadores de calor	3.5
Instrumentos	4
Equipo misceláneo	2.5
Recipientes a presión	4
Bombas	4

Nota. Tabla tomada de Towler & Sinnott (2013).

Para el modelamiento en el software ASPEN-HYSYS V.11 se utilizó una cromatografía referencial (Figura 54).

Figura 54

Cromatografía referencial del GN de Camisea (Sep-2021)

COMPONENTE	TABLA FLJA ACTUAL	PROPUESTA DE NUEVA TABLA FLJA		DESVIACIÓN (REPRODUCIBILIDAD)	REPRODUCIBILIDAD (SEGÚN ASTM D 1945/03 - NPT 111.895/03)	REQUIERE CAMBIO DE COMPOSICIONES	TABLA FLJA APROBADA
		PONDERADO	NORMALIZADO				
N2	1.1189	1.0675	1.0675	0.051	0.100	NO	1.1189
C1	89.2077	89.3512	89.3512	0.144	0.150		89.2077
CO2	0.2475	0.2497	0.2497	0.022	0.070		0.2475
C3	0.3551	0.2712	0.2712	0.084	0.120		0.3551
C3	0.0704	0.0592	0.0592	0.111	0.020		0.0704
IC4	0.0001	0.0003	0.0003	0.000	0.020		0.0001
NC4	0.0003	0.0005	0.0005	0.000	0.020		0.0003
IC5	0.0000	0.0002	0.0002	0.000	0.020		0.0000
NC5	0.0000	0.0002	0.0002	0.000	0.020		0.0000
C6+	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.020	0.0000	

Nota. Figura tomada del reporte de Contugas. (2021). *Tabla fija para la composición de gas natural setiembre – 2021.* OSINERGMIN.

Apéndice D: Costos de Capital y Producción en Ejemplos Representativos.

Para la estimación de los diferentes costos de planta y de acuerdo con Towler & Sinnott (2013) se utilizó los siguientes criterios:

- ISBL. Es la suma de todos los costos de los equipos instalados.
- OSBL. Se asume el 50% para plantas nuevas, pequeñas, y construidas en terreno sin usar.
- Costos por contingencia. Se asume el 10% del capital fijo (ISBL + OSBL).
- Costos de ingeniería. Se asume 30% para plantas pequeñas.
- Capital de trabajo. Se asume el 15% del capital fijo (ISBL + OSBL).
- Mano de obra operativa. Se asume un total de 6 trabajadores en la planta, cada uno con un sueldo de 1500 USD.
- Supervisión. Se asume un 25% de la mano de obra.
- Costos de mantenimiento. Se asume el 3% del ISBL.
- Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local. Se asume el 1% (ISBL+OSBL).
- Seguros. Se asume el 1% (ISBL+OSBL).
- Funciones corporativas. Se asume el 65% de Mano de obra, supervisión mantenimiento.
- Cargos anuales préstamo. ACCR por el costo de capital y porcentaje de inversión.

Para el caculo de numero de camiones cisterna y la estimación de costos se tomó en cuenta los criterios mostrados por Salas & Andía (2016), De las Heras (2013) y Tractebel Engineering (2015b).

- Capacidad operativa de los tanques: 85% de la capacidad nominal.
- Tiempo perdido (Carga, Descarga, llenado de combustible): 25% (Distancia/Velocidad).
- Velocidad media en el transporte: 40 (km/h).

- Se adicionó 2 camiones cisterna para emergencias y/o mantenimiento.
- Dos conductores por camión en tres turnos diarios.
- Neumáticos con durabilidad de 50000 km, cambio 4 veces al año x 22 llantas por cisterna.

Los costos referenciales de los camiones cisterna, combustible, mantenimiento y seguros fue tomado de Salas & Andía (2016).

Los costos de capital para una red de ductos fueron estimados de acuerdo a los criterios de Menom (2005), considerando los ductos, recubrimiento, instalación y válvulas.

El costo de la tubería está de acuerdo a la ecuación C.3.

$$PMC = 0.0246(D - T)TLC \quad (C.3)$$

Donde:

- PMC= costo de material de tubería, USD
- L= Longitud de tubería, km
- D= Diámetro externo, mm
- T= Espesor, mm
- C= Costo de material, USD/ton

El costo de recubrimiento está en función a la longitud del ducto tal como se aprecia en la ecuación C.4.

$$\text{Pipe coating and wrapping cost} = 5 * L * 5280 \quad (C.4)$$

Donde:

- Pipe coating and wrapping cost = costo de recubrimiento y envoltura, USD
- L= longitud, ft

Para el costo de instalación de ductos con NPS de 6 in se consideró el valor de 16,000 USD/in-dia/mi.

Las estaciones de válvulas de línea principal se instalarán cada 32 km y tendrán un costo de 100,000 USD.

Los costos de operación y mantenimiento fueron estimados de acuerdo al criterio del trabajo de Lopez (2010).

Figura 55

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972 kg/h	Flujo	137.7071051 M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023 MMTONA	Autonomia	3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239 BTU/kg	Capacidad de tanque	200 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322 h/año	N°tanques	2 Capacidad neta 85%
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61 \$/MMBTU		
Equipos en los límites de Bateria						
Costos de compra de equipos						
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año
Compresor	K-101	1	8,029,244.56	kJ/h	2.6220	2010
Compresor	K-102	1	2,296,322.82	kJ/h	1.5435	2010
Turbina	K-103	1	2,296,323.16	kJ/h	1.5435	2010
Intercambiador GNL	LNG-100	1	638,145.41	kJ/C-h	2.3275	2017
Intercambiador GNL	LNG-101	1	21,896.87	kJ/C-h	0.0799	2017
Cooler	E-100	1	173.77	m2	0.0661	2010
Cooler	E-101	1	280.96	m2	0.0927	2010
Tanque de almacenamiento	-	2	200.00	m3	0.1422	2010
Costos de equipos instalados						
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)		
Compresor	K-101		2.5	8.3287		
Compresor	K-102		2.5	4.9030		
Turbina	K-103		2.5	4.9030		
Intercambiador GNL	LNG-100		3.5	9.7193		
Intercambiador GNL	LNG-101		3.5	0.3335		
Cooler	E-100		3.5	0.2941		
Cooler	E-101		3.5	0.4124		
Tanque de almacenamiento	-		2.5	0.4516		
ISBL				29.34571761		
OSBL				14.67285881		
Cargos por contingencias				4.401857642		
Costo Ingenieria				13.20557293		
COSTOS FIJOS				61.62600699		
Capital de trabajo				6.602786463		
INVERSION TOTAL				68.22879345		
Costos de Producción						
Materia Prima	Unidad		U / año	USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton		21726.22	133.8665669		2.91
Electricidad	GJ		66819.37	10.99		0.73
Agua de enfriamiento	GJ		84638.41	0.4		0.03
Nitrógeno	KG		50600	1.276235908		0.06
Costos fijos						
Mano de Obra operativa						0.11
Supervisión						0.03
Costos de mantenimiento						0.88
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.44
Seguros						0.44
Funciones corporativas						1.23
Cargos anuales Préstamo	9% Tasa		0.110 ACCR		ACC	3.74
				Costos Variables de Producción (MUSD/año)		3.7412
				Costos Fijos de Producción (MUSD/año)		6.8651
				Costos de Producción (MUSD/año)		10.6063
				Costos de GNL (USD/MMBTU)		9.5180
				Costo de Licuefaccion (USD/MMBTU)		6.9080

Figura 56

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.32 kg/h	Flujo	459.0236826	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076 MMT/TONA	Autonomia	3	dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87 BTU/kg	Capacidad de tanque	200	m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322 h/año	N°tanques	8	Capacidad neta 85%
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61 \$/MMBTU			
Equipos en los limites de Bateria							
Costos de compra de equipos							
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD) Año
Compresor	K-101	1	26766876	kl/h	4.7854	2010	6.080 2021
Compresor	K-102	1	7655189	kl/h	2.5644	2010	3.258 2021
Turbina	K-103	1	7655189	kl/h	2.5644	2010	3.258 2021
Intercambiador GNL	LNG-100	1	2127433	kl/°C-h	7.7592	2017	9.258 2021
Intercambiador GNL	LNG-101	1	73158	kl/°C-h	0.2668	2017	0.318 2021
Cooler	E-100	1	579	m2	0.1767	2010	0.225 2021
Cooler	E-101	1	937	m2	0.2896	2010	0.368 2021
Tanque de almacenamiento	-	8	200	m3	0.5687	2010	0.723 2021
Costos de equipos instalados							
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)			
Compresor	K-101		2.5	15.2008			
Compresor	K-102		2.5	8.1457			
Turbina	K-103		2.5	8.1457			
Intercambiador GNL	LNG-100		3.5	32.4021			
Intercambiador GNL	LNG-101		3.5	1.1142			
Cooler	E-100		3.5	0.7860			
Cooler	E-101		3.5	1.2880			
Tanque de almacenamiento	-		2.5	1.8065			
ISBL				68.89			
OSBL				34.44			
Cargos por contingencias				10.33			
Costo Ingeniería				31.00			
COSTOS FIJOS				144.67			
Capital de trabajo				15.50			
INVERSION TOTAL				160.17			
Costos de Producción							
Materia Prima	Unidad		U / año		USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton		72420.74		133.8665669		9.69
Servicios							
Electricidad	GJ		222753.94		10.99		2.45
Agua de enfriamiento	GJ		282156.78		0.4		0.11
Nitrógeno	KG		168700		1.276235908		0.22
Costos fijos							
Mano de Obra operativa							MSUD/año
Supervisión							0.11
Costos de mantenimiento							0.03
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local							2.07
Seguros							1.03
Funciones corporativas							1.03
Cargos anuales Préstamo	9% Tasa		0.110	ACCR		ACC	2.77
							8.77
					Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	12.4709
					Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	15.8156
					Costos de Producción	(MUSD/año)	28.2865
					Costos de GNL	(USD/MMBTU)	7.6153
					Costo de Licuefaccion	(USD/MMBTU)	5.0053

Figura 57

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNL, 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h	Flujo	688.5355239	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA	Autonomía		3 días
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87	BTU/kg	Capacidad de tanque		500 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques		4 Capacidad ne
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU			
Equipos en los límites de Batería								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Compresor	K-101	1	40150654.31	kJ/h	5.9437	2010	7.552	2021
Compresor	K-102	1	11482881.49	kJ/h	3.1109	2010	3.953	2021
Turbina	K-103	1	11482881.49	kJ/h	3.1109	2010	3.953	2021
Intercambiador GNL	LNG-100	1	3191184.11	kJ/°C-h	11.6390	2017	13.887	2021
Intercambiador GNL	LNG-101	1	109758.23	kJ/°C-h	0.4003	2017	0.478	2021
Cooler	E-100	1	868.96	m2	0.2674	2010	0.340	2021
Cooler	E-101	1	1404.95	m2	0.4511	2010	0.573	2021
Tanque de almacenamiento	-	4	500.00	m3	0.5192	2010	0.660	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Compresor	K-101		2.5	18.88007066				
Compresor	K-102		2.5	9.88180863				
Turbina	K-103		2.5	9.88180863				
Intercambiador GNL	LNG-100		3.5	48.6036717				
Intercambiador GNL	LNG-101		3.5	1.67168447				
Cooler	E-100		3.5	1.189365809				
Cooler	E-101		3.5	2.005965053				
Tanque de almacenamiento	-		2.5	1.649149779				
ISBL				93.76				
OSBL				46.88				
Cargos por contingencias				14.06				
Costo Ingeniería				42.19				
COSTOS FIJOS				196.90				
Capital de trabajo				21.10				
INVERSION TOTAL				218.00				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton			108631.11		133.8665669		14.54
Servicios								
Electricidad	GJ			334133.75		10.99		3.67
Agua de enfriamiento	GJ			423238.76		0.4		0.17
Nitrógeno	KG			253000		1.276235908		0.32
Costos fijos								
Mano de Obra operativa								0.11
Supervisión								0.03
Costos de mantenimiento								2.81
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								1.41
Seguros								1.41
Funciones corporativas								3.74
Cargos anuales Préstamo		9% Tasa		0.110	ACCR		ACC	11.94
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	18.71
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	21.4459154
						Costos de Producción	(MUSD/año)	40.15
						Costos de GNL	(USD/MMBTU)	7.20650372
						Costo de Licuefaccion	(USD/MMBTU)	4.59650372

Figura 58

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 3 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		4	400000			1.60
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	297300	KM	0.03
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.17
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		12		1500	USD	0.22
Supervisores						0.05
Mantenimiento				20000	USD/a	0.08
Seguro				20000	USD/a	0.08
Funciones de corporativas						0.03
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.02
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.18
Costos Variables de Producción						0.20
Costos Fijos de Producción						0.65
Costos de Producto transportado						0.85
Costo de transporte					\$/MMBTU	0.76
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		6	400000			2.40
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	991000	KM	0.10
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.25
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		24		1500	USD	0.43
Supervisores						0.11
Mantenimiento				20000	USD/a	0.12
Seguro				20000	USD/a	0.12
Funciones de corporativas						0.06
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.02
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.26
Costos Variables de Producción						0.35
Costos Fijos de Producción						1.13
Costos de Producto transportado						1.48
Costo de transporte					\$/MMBTU	1.33
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		10	400000			4.00
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	1982000	KM	0.20
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.42
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		48		1500	USD	0.86
Supervisores						0.22
Mantenimiento				20000	USD/a	0.20
Seguro				20000	USD/a	0.20
Funciones de corporativas						0.13
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.04
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.44
Costos Variables de Producción						0.61
Costos Fijos de Producción						2.09
Costos de Producto transportado						2.70
Costo de transporte					\$/MMBTU	2.42

Figura 59

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 10 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		6	400000			2.40
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	990300	KM	0.10
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.25
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		24		1500	USD	0.43
Supervisores						0.11
Mantenimiento				20000	USD/a	0.12
Seguro				20000	USD/a	0.12
Funciones de corporativas						0.06
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.02
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.26
Costos Variables de Producción						0.35
Costos Fijos de Producción						1.13
Costos de Producto transportado						1.48
Costo de transporte					\$/MMBTU	0.40
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		14	400000			5.60
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	3301000	KM	0.33
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.58
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		72		1500	USD	1.30
Supervisores						0.32
Mantenimiento				20000	USD/a	0.28
Seguro				20000	USD/a	0.28
Funciones de corporativas						0.19
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.06
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.61
Costos Variables de Producción						0.91
Costos Fijos de Producción						3.04
Costos de Producto transportado						3.96
Costo de transporte					\$/MMBTU	1.06
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		26	400000			10.40
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	6602000	KM	0.66
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			1.08
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		144		1500	USD	2.59
Supervisores						0.65
Mantenimiento				20000	USD/a	0.52
Seguro				20000	USD/a	0.52
Funciones de corporativas						0.39
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.10
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	1.14
Costos Variables de Producción						1.74
Costos Fijos de Producción						5.91
Costos de Producto transportado						7.65
Costo de transporte					\$/MMBTU	2.06

Figura 60

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNL, 15 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		8	400000			3.20
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	1485300	KM	0.15
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.33
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		36		1500	USD	0.65
Supervisores						0.16
Mantenimiento				20000	USD/a	0.16
Seguro				20000	USD/a	0.16
Funciones de corporativas						0.10
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.03
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.35
Costos Variables de Producción						0.48
Costos Fijos de Producción						1.61
Costos de Producto transportado						2.09
Costo de transporte					\$/MMBTU	0.38
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		20	400000			8.00
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	4951000	KM	0.50
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.83
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		108		1500	USD	1.94
Supervisores						0.49
Mantenimiento				20000	USD/a	0.40
Seguro				20000	USD/a	0.40
Funciones de corporativas						0.29
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.08
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.88
Costos Variables de Producción						1.33
Costos Fijos de Producción						4.48
Costos de Producto transportado						5.80
Costo de transporte					\$/MMBTU	1.04
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		38	400000			15.20
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	9902000	KM	0.99
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			1.58
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		216		1500	USD	3.89
Supervisores						0.97
Mantenimiento				20000	USD/a	0.76
Seguro				20000	USD/a	0.76
Funciones de corporativas						0.58
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.15
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	1.67
Costos Variables de Producción						2.57
Costos Fijos de Producción						8.78
Costos de Producto transportado						11.35
Costo de transporte					\$/MMBTU	2.04

Figura 61

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972	kg/h	Flujo	137.7071051	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023	MMTONA	Autonomia		3 días
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque	200	m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques	2	Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Vaporizador ambiental	AC-100	2		19.68	m2	2010	0.472	2021
Tanque de almacenamiento	V-100	2		200.00	m3	2010	0.181	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Vaporizador ambiental	AC-100			3.5	1.6514			
Tanque de almacenamiento	V-100			2.5	0.4516			
ISBL				2.1031	Es la suma de todos los costos de los equipos instalados			
OSBL				1.0515	Se asume el 50% para plantas nuevas, pequeñas, y construidas en terreno sin usa			
Cargos por contingencias				0.3155	Se asume el 10% del capital fijo (ISBL + OSBL)			
Costo Ingeniería				0.9464	Se asume 30% para plantas pequeñas			
COSTOS FIJOS				4.4164				
Capital de trabajo				0.4732	Se asume el 15% del capital fijo (ISBL + OSBL)			
INVERSION TOTAL				4.8896				
Costos de operación fijos								
								MUSD/año
Mano de Obra operativa								0.07
Supervisión								0.02
Costos de mantenimiento								0.06
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.03
Seguros								0.03
Funciones corporativas								0.14
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	0.54
								Costos Fijos
								0.8923
								Costo de Distribucion
								0.8008

Figura 62

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.323982	kg/h	Flujo	459.0236826	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076	MMTONA	Autonomia		3 días
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque	200	m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques	8	Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Vaporizador ambiental	AC-100	2		75.35	m2	2010	0.986	2021
Tanque de almacenamiento	V-100	8		200.00	m3	2010	0.723	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Vaporizador ambiental	AC-100			3.5	3.452731936			
Tanque de almacenamiento	V-100			2.5	1.806510036			
ISBL				5.2592				
OSBL				2.6296				
Cargos por contingencias				0.7889				
Costo Ingeniería				2.3667				
COSTOS FIJOS				11.0444				
Capital de trabajo				1.1833				
INVERSION TOTAL				12.2277				
Costos de operación fijos								
								MUDS/año
Mano de Obra operativa								0.07
Supervisión								0.02
Costos de mantenimiento								0.16
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.08
Seguros								0.08
Funciones corporativas								0.26
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	1.34
								Costos Fijos
								2.0087
								Costo de Distribucion
								0.5408

Figura 63

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNL, 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h	Flujo	688.5355239	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque	500	m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques	4	Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Batería								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Vaporizador ambiental	AC-100	2		127.09	m2	1.0348	2010	1.315
Tanque de almacenamiento	V-100	4		500.00	m3	0.5192	2010	0.660
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Vaporizador ambiental	AC-100		3.5	4.6019				
Tanque de almacenamiento	V-100		2.5	1.6491				
ISBL				6.2511				
OSBL				3.1255				
Cargos por contingencias				0.9377				
Costo Ingeniería				2.8130				
COSTOS FIJOS				13.1272				
Capital de trabajo				1.4065				
INVERSION TOTAL				14.5337				
Costos de operación fijos								
Mano de Obra operativa								0.07
Supervisión								0.02
Costos de mantenimiento								0.19
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.09
Seguros								0.09
Funciones corporativas								0.30
Cargos anuales Préstamo		9% Tasa		0.110	ACCR		ACC	1.59
							Costos Fijos	2.3595
							Costo de Distribucion	0.4235

Figura 64

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972	kg/h	Flujo	328.0457215	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque		200 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N*tanques		5 Capacidad neta 85%
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU			
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Compresor	K-100	1	387,312.73	kl/h	0.9112	2010	1.158	2021
Compresor	K-101	1	418,375.49	kl/h	0.9269	2010	1.178	2021
Air cooler	AC-100	1	7.74	m2	0.0031	2010	0.004	2021
Air Cooler	AC-101	1	10.96	m2	0.0036	2010	0.005	2021
Tanque de almacenamiento	-	5	200.00	m3	0.3554	2010	0.452	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Compresor	K-101		2.5	2.8944				
Compresor	K-102		2.5	2.9442				
Cooler	E-100		3.5	0.0136				
Cooler	E-101		3.5	0.0162				
Tanque de almacenamiento	-		2.5	1.1291				
ISBL				6.9976				
OSBL				3.4988				
Cargos por contingencias				1.0496				
Costo Ingeniería				3.1489				
COSTOS FIJOS				14.6949				
Capital de trabajo				1.5745				
INVERSION TOTAL				16.2693				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton			21726.22		133.8665669		2.91
Electricidad	GJ			6704.94		10.99		0.07
Costos de operación fijos								MUSD/año
Mano de Obra operativa								0.11
Supervisión								0.03
Costos de mantenimiento								0.21
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.10
Seguros								0.10
Funciones corporativas								0.36
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	0.89
						Costos Variables de Producción (MUSD/año)		2.98
						Costos Fijos de Producción (MUSD/año)		1.81
						Costos de Producción (MUSD/año)		4.79
						Costos de GNC (USD/MMBTU)		4.30
						Costo de Compresión (USD/MMBTU)		1.69

Figura 65

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.323982	kg/h	Flujo volumetrico	1093.485736	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque		500 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques		7 Capacidad neta 85%
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU			
Equipos en los limites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Compresor	K-100	1	1291042.44	kl/h	1.2620	2010	1.604	2021
Compresor	K-101	1	1394584.95	kl/h	1.2944	2010	1.645	2021
Air cooler	AC-100	1	26.40	m2	0.0063	2010	0.008	2021
Air Cooler	AC-101	1	37.71	m2	0.0082	2010	0.010	2021
Tanque de almacenamiento	-	7	500.00	m3	0.9086	2010	1.154	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Compresor	K-101		2.5	4.0089				
Compresor	K-102		2.5	4.1115				
Cooler	E-100		3.5	0.0280				
Cooler	E-101		3.5	0.0365				
Tanque de almacenamiento	-		2.5	2.8860				
ISBL				11.0709				
OSBL				5.5355				
Cargos por contingencias				1.6606				
Costo Ingeniería				4.9819				
COSTOS FIJOS				23.2489				
Capital de trabajo				2.4910				
INVERSION TOTAL				25.7399				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton			72420.74		133.8665669		9.69
Electricidad	GJ			22349.79		10.99		0.25
Costos de operación fijos								
Mano de Obra operativa								MUSD/año
Supervisión								0.11
Costos de mantenimiento								0.03
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.33
Seguros								0.17
Funciones corporativas								0.17
Cargos anuales Préstamo	9% Tasa			0.110	ACCR		ACC	0.52
								1.41
						Costos Variables de Producción (MUSD/año)		9.94
						Costos Fijos de Producción (MUSD/año)		2.73
						Costos de Producción (MUSD/año)		12.67
						Costos de GNC (USD/MMBTU)		3.41
						Costo de Compresion (USD/MMBTU)		0.80

Figura 66

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GNC, 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h	Flujo volumetrico	1640.228604	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque		500 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques		11 Capacidad neta 85%
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU			
Equipos en los limites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Compresor	K-100	1	1936563.66	kl/h	1.4499	2010	1.842	2021
Compresor	K-101	1	2091877.43	kl/h	1.4911	2010	1.895	2021
Air cooler	AC-100	1	40.28	m2	0.0086	2010	0.011	2021
Air Cooler	AC-101	1	57.94	m2	0.0115	2010	0.015	2021
Tanque de almacenamiento	-	11	500.00	m3	1.4277	2010	1.814	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Compresor	K-101		2.5	4.6056				
Compresor	K-102		2.5	4.7365				
Cooler	E-100		3.5	0.0384				
Cooler	E-101		3.5	0.0513				
Tanque de almacenamiento	-		2.5	4.5352				
ISBL				13.9669				
OSBL				6.9834				
Cargos por contingencias				2.0950				
Costo Ingenieria				6.2851				
COSTOS FIJOS				29.3305				
Capital de trabajo				3.1426				
INVERSION TOTAL				32.4730				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Gas Natural	Ton			108631.11		133.8665669		14.54
Electricidad	GJ			33524.69		10.99		0.37
Costos de operación fijos								MUSD/año
Mano de Obra operativa								0.11
Supervisión								0.03
Costos de mantenimiento								0.42
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.21
Seguros								0.21
Funciones corporativas								0.63
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	1.78
						Costos Variables de Producción (MUSD/año)		14.91
						Costos Fijos de Producción (MUSD/año)		3.38
						Costos de Producción (MUSD/año)		18.29
						Costos de GNC (USD/MMBTU)		3.28
						Costo de Compresion (USD/MMBTU)		0.67

Figura 67

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 3 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Semiremolque mas modulo de 10000 SCM		6	350000			2.10
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	912600	KM	0.09
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.25
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		24		1500	USD	0.43
Supervisores						0.11
Mantenimiento				20000	USD/a	0.12
Seguro				20000	USD/a	0.12
Funciones de corporativas						0.06
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.02
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.23
Costos Variables de Producción						0.34
Costos Fijos de Producción						1.10
Costos de Producto transportado						1.44
Costo de transporte					\$/MMBTU	1.29
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		13	350000			4.55
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	3042000	KM	0.30
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.54
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		66		1500	USD	1.19
Supervisores						0.30
Mantenimiento				20000	USD/a	0.26
Seguro				20000	USD/a	0.26
Funciones de corporativas						0.18
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.05
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.50
Costos Variables de Producción						0.84
Costos Fijos de Producción						2.73
Costos de Producto transportado						3.57
Costo de transporte					\$/MMBTU	3.21
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		24	350000			8.40
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	6084000	KM	0.61
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			1.00
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		132		1500	USD	2.38
Supervisores						0.59
Mantenimiento				20000	USD/a	0.48
Seguro				20000	USD/a	0.48
Funciones de corporativas						0.36
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.08
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.92
Costos Variables de Producción						1.61
Costos Fijos de Producción						5.29
Costos de Producto transportado						6.90
Costo de transporte					\$/MMBTU	6.19

Figura 68

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 10 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Semiremolque mas modulo de 10000 SCM		14	350000			4.90
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	3041700	KM	0.30
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.58
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		72		1500	USD	1.30
Supervisores						0.32
Mantenimiento				20000	USD/a	0.28
Seguro				20000	USD/a	0.28
Funciones de corporativas						0.19
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.05
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.54
Costos Variables de Producción						0.89
Costos Fijos de Producción						2.96
Costos de Producto transportado						3.85
Costo de transporte					\$/MMBTU	1.04
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		39	350000			13.65
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	10139000	KM	1.01
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			1.62
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		222		1500	USD	4.00
Supervisores						1.00
Mantenimiento				20000	USD/a	0.78
Seguro				20000	USD/a	0.78
Funciones de corporativas						0.60
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.14
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	1.50
Costos Variables de Producción						2.63
Costos Fijos de Producción						8.79
Costos de Producto transportado						11.42
Costo de transporte					\$/MMBTU	3.07
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		75	350000			26.25
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	20278000	KM	2.03
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			3.12
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		438		1500	USD	7.88
Supervisores						1.97
Mantenimiento				20000	USD/a	1.50
Seguro				20000	USD/a	1.50
Funciones de corporativas						1.18
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.26
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	2.88
Costos Variables de Producción						5.14
Costos Fijos de Producción						17.18
Costos de Producto transportado						22.32
Costo de transporte					\$/MMBTU	6.01

Figura 69

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GNC, 15 MMSCFD

150 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Semiremolque mas modulo de 10000 SCM		19	350000			6.65
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	4562700	KM	0.46
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			0.79
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		102		1500	USD	1.84
Supervisores						0.46
Mantenimiento				20000	USD/a	0.38
Seguro				20000	USD/a	0.38
Funciones de corporativas						0.28
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.07
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	0.73
Costos Variables de Producción						1.25
Costos Fijos de Producción						4.13
Costos de Producto transportado						5.37
Costo de transporte					\$/MMBTU	0.96
500 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		57	350000			19.95
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	15209000	KM	1.52
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			2.37
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		330		1500	USD	5.94
Supervisores						1.49
Mantenimiento				20000	USD/a	1.14
Seguro				20000	USD/a	1.14
Funciones de corporativas						0.89
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.20
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	2.19
Costos Variables de Producción						3.89
Costos Fijos de Producción						12.98
Costos de Producto transportado						16.87
Costo de transporte					\$/MMBTU	3.03
1000 KM						
Costos de Capital		N°	USD			MUSD
Camion cisterna de 60 m3		111	350000			38.85
Costos variables						MUSD/a
Combustible		0.1	USD/KM	30418000	KM	3.04
Neumaticos	472.22		USD/NEUMATICO			4.61
Costos fijos						MUSD/a
Conductores		654		1500	USD	11.77
Supervisores						2.94
Mantenimiento				20000	USD/a	2.22
Seguro				20000	USD/a	2.22
Funciones de corporativas						1.77
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local						0.39
Costos de financiamiento	9%	Tasa	0.110	ACCR	ACC	4.26
Costos Variables de Producción						7.65
Costos Fijos de Producción						25.57
Costos de Producto transportado						33.22
Costo de transporte					\$/MMBTU	5.96

Figura 70

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972	kg/h	Flujo volumetrico	328.0457215	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023	MMTONA	Autonomia	3	dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque	200	m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques	5	Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Intercambiador de calor	E-100	2		10.09 m2	0.0577	2010	0.073	2021
Tanques	-	5		200.00 m3	0.3554	2010	0.452	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Intercambiador de calor	E-100		3.5	0.2567				
Tanques	-		2.5	1.1291				
				1.3858				
				0.6929				
				0.2079				
				0.6236				
				2.9102				
				0.3118				
				3.2220				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Agua de servicio	GJ			2532.09		0.4		0.001
Costos de operación fijos								
Mano de Obra operativa								MUSD/año
Supervisión								0.07
Costos de mantenimiento								0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.04
Seguros								0.02
Funciones corporativas								0.02
Cargos anuales Préstamo			9% Tasa	0.110	ACCR		ACC	0.11
								0.35
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	0.00
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	0.64
						Costos de Producción	(MUSD/año)	0.64
						Costo de Distribucion	(USD/MMBTU)	0.57

Figura 71

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.323982	kg/h	Flujo volumetrico	1093.485736	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque		500 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N°tanques		7 Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Intercambiador de calor	E-100	2	33.65	m2	0.0633	2010	0.080	2021
Tanques	-	7	500.00	m3	0.9086	2010	1.154	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Intercambiador de calor	E-100		3.5	0.281681933				
Tanques	-		2.5	2.886012113				
ISBL				3.17				
OSBL				1.58				
Cargos por contingencias				0.48				
Costo Ingeniería				1.43				
COSTOS FIJOS				6.65				
Capital de trabajo				0.71				
INVERSION TOTAL				7.36				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Agua de servicio	GJ			8440.29		0.4		0.003
Costos de operación fijos								
Mano de Obra operativa								MUSD/año
Supervisión								0.07
Costos de mantenimiento								0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.10
Seguros								0.05
Funciones corporativas								0.05
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	0.18
								0.81
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	0.00
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	1.27
						Costos de Producción	(MUSD/año)	1.27
						Costo de Distribucion	(USD/MMBTU)	0.34

Figura 72

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GNC, 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h	Flujo volumetrico	1640.228604	M3/DIA
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA	Autonomia		3 dias
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg	Capacidad de tanque		500 m3
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año	N*tanques		11 Capacidad neta 85%
Equipos en los límites de Bateria								
Costos de compra de equipos								
Tipo de equipo	Nombre	N*	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año
Intercambiador de calor	E-100	2	50.47	m2	0.0679	2010	0.086	2021
Tanques	-	11	500.00	m3	1.4277	2010	1.814	2021
Costos de equipos instalados								
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)				
Intercambiador de calor	E-100		3.5	0.3021				
Tanques	-		2.5	4.5352				
ISBL				4.8373				
OSBL				2.4187				
Cargos por contingencias				0.7256				
Costo Ingeniería				2.1768				
COSTOS FIJOS				10.1583				
Capital de trabajo				1.0884				
INVERSION TOTAL				11.2467				
Costos de Producción								
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U		MUSD/año
Agua de servicio	GJ			12660.44		0.4		0.005
Costos de operación fijos								
Mano de Obra operativa								MUSD/año
Supervisión								0.07
Costos de mantenimiento								0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.15
Seguros								0.07
Funciones corporativas								0.07
Cargos anuales Préstamo		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC	0.25
								1.23
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	0.01
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	1.86
						Costos de Producción	(MUSD/año)	1.86
						Costo de Distribucion	(USD/MMBTU)	0.33

Figura 73

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU				
Equipos en los límites de Bateria									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Compresor	K-100	1	387312.73	kJ/h	0.9112	2010	1.158	2021	
Compresor	K-101	1	418375.49	kJ/h	0.9269	2010	1.178	2021	
Air cooler	AC-100	1	7.74	m2	0.0031	2010	0.004	2021	
Air Cooler	AC-101	1	10.96	m2	0.0036	2010	0.005	2021	
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Compresor	K-101		2.5	2.8944					
Compresor	K-102		2.5	2.9442					
Cooler	AC-100		3.5	0.0136					
Cooler	AC-101		3.5	0.0162					
ISBL				5.8685					
OSBL				2.9342					
Cargos por contingencias				0.8803					
Costo Ingeniería				2.6408					
COSTOS FIJOS				12.3238					
Capital de trabajo				1.3204					
INVERSION TOTAL				13.6442					
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U			MUSD/año
Gas Natural	Ton			21726.22		133.8665669			2.91
Servicios									
Electricidad	GJ			6704.94		10.99			0.07
Costos de operación fijos									MUSD/año
Mano de Obra operativa									0.11
Supervisión									0.03
Costos de mantenimiento									0.18
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local									0.09
Seguros									0.09
Funciones corporativas									0.32
Cargos anuales Préstamo									0.75
		9%	Tasa	0.110	ACCR		ACC		
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)		2.98
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)		1.55
						Costos de Producción	(MUSD/año)		4.53
						Costo de Compresion	(USD/MMBTU)		1.46

Figura 74

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.323982	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU				
Equipos en los límites de Batería									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Compresor	K-100	1	1291042.44	kJ/h	1.2620	2010	1.604	2021	
Compresor	K-101	1	1394584.95	kJ/h	1.2944	2010	1.645	2021	
Air cooler	AC-100	1	26.40	m2	0.0063	2010	0.008	2021	
Air Cooler	AC-101	1	37.71	m2	0.0082	2010	0.010	2021	
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Compresor	K-101		2.5	4.0089					
Compresor	K-102		2.5	4.1115					
Cooler	AC-100		3.5	0.0280					
Cooler	AC-101		3.5	0.0365					
ISBL				8.1849					
OSBL				4.0925					
Cargos por contingencias				1.2277					
Costo Ingeniería				3.6832					
COSTOS FIJOS				17.1883					
Capital de trabajo				1.8416					
INVERSION TOTAL				19.0299					
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año	USD / U			MUSD/año	
Gas Natural	Ton			72420.74	133.8665669			9.69	
Servicios									
Electricidad	GJ			22349.79	10.99			0.25	
Costos de operación fijos								MUSD/año	
Mano de Obra operativa								0.11	
Supervisión								0.03	
Costos de mantenimiento								0.25	
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local								0.12	
Seguros								0.12	
Funciones corporativas								0.41	
Cargos anuales Préstamo		9% Tasa		0.110	ACCR		ACC	1.04	
							Costos Variables de Producción (MUSD/año)	9.94	
							Costos Fijos de Producción (MUSD/año)	2.08	
							Costos de Producción (MUSD/año)	12.02	
							Costo de Compresion (USD/MMBTU)	0.62	

Figura 75

Hoja de cálculo de costo de capital y producción de GN para ducto, 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
			Costo molecula de gas (Henry Hub Abril 2021)	2.61	\$/MMBTU				
Equipos en los límites de Batería									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Compresor	K-100	1	1936563.66	kl/h	1.4499	2010	1.842	2021	
Compresor	K-101	1	2091877.43	kl/h	1.4911	2010	1.895	2021	
Air cooler	AC-100	1	40.28	m2	0.0086	2010	0.011	2021	
Air Cooler	AC-101	1	57.94	m2	0.0115	2010	0.015	2021	
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Compresor	K-101		2.5	4.6056					
Compresor	K-102		2.5	4.7365					
Cooler	AC-100		3.5	0.0384					
Cooler	AC-101		3.5	0.0513					
ISBL				9.4317					
OSBL				4.7159					
Cargos por contingencias				1.4148					
Costo Ingeniería				4.2443					
COSTOS FIJOS				19.8066					
Capital de trabajo				2.1221					
INVERSION TOTAL				21.9288					
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año	USD / U			MUSD/año	
Gas Natural	Ton			108631.11	133.8665669			14.54	
Servicios									
Electricidad	GJ			33524.69	10.99			0.37	
Costos de operación fijos									MUSD/año
Mano de Obra operativa									0.11
Supervisión									0.03
Costos de mantenimiento									0.28
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local									0.14
Seguros									0.14
Funciones corporativas									0.46
Cargos anuales Préstamo									1.20
							Costos Variables de Producción	(MUSD/año)	14.91
							Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)	2.36
							Costos de Producción	(MUSD/año)	17.27
							Costo de Compresion	(USD/MMBTU)	0.49

Figura 76

Hoja de cálculo de costo de capital y transporte de GN por gasoducto

150 km						
L	km	150.00	mi	93.21		
D out	mm	168.28	in	6.63		
T	mm	7.11	in	0.28		
C	USD/Ton metrica	881.60	USD/Ton	800.00		
Gasoducto	MUSD	3.7287		3.7351		
Recubrimiento	MUSD	2.4606		2.4606	USD/D.PULGADA/MILLAS	
Instalacion	MUSD	9.8798		9.8798	16,000	para 6 in
Valvulas	MUSD	0.4000		0.4000		
Total	MUSD	16.4691		16.4755		
Costos de capital						MUSD
Costo de tuberia instalada mas valvulas						16.48
Costos fijos						MUSD/a
Operación y mantenimiento						0.90
Costos de financiamiento		9% Tasa		0.110 ACCR	ACC	1.80
Costos de Producto transportado						MUSD/a 2.70
Costo de transporte	3 MMSCFD					\$/MMBTU 2.43
Costo de transporte	10 MMSCFD					\$/MMBTU 0.73
Costo de transporte	15 MMSCFD					\$/MMBTU 0.49
500 km						
L	km	500.00	mi	310.69		
D out	mm	168.28	in	6.63		
T	mm	7.11	in	0.28		
C	USD/Ton metrica	881.60	USD/Ton	800.00		
Gasoducto	MUSD	12.43		12.45		
Recubrimiento	MUSD	8.20		8.20	USD/D.PULGADA/MILLAS	
Instalacion	MUSD	32.93		32.93	16,000	para 6 in
Valvulas	MUSD	1.50		1.50		
Total	MUSD	55.06		55.08		
Costos de capital						MUSD
Costo de tuberia instalada mas valvulas						55.08
Costos fijos						MUSD/a
Operación y mantenimiento						3.00
Costos de financiamiento		9% Tasa		0.110 ACCR	ACC	6.03
Costos de Producto transportado						MUSD/a 9.03
Costo de transporte	3 MMSCFD					\$/MMBTU 8.11
Costo de transporte	10 MMSCFD					\$/MMBTU 2.43
Costo de transporte	15 MMSCFD					\$/MMBTU 1.62
1000 km						
L	km	1000.00	mi	621.37		
D out	mm	168.28	in	6.63	b36.10M.2018	
T	mm	7.11	in	0.28		
C	USD/Ton metrica	881.60	USD/Ton	800.00		
Gasoducto	MUSD	24.86		24.90		
Recubrimiento	MUSD	16.40		16.40	USD/D.PULGADA/MILLAS	
Instalacion	MUSD	65.87		65.87	16,000	para 6 in
Valvulas	MUSD	3.10		3.10		
Total	MUSD	110.23		110.27		
Costos de capital						MUSD
Costo de tuberia instalada mas valvulas						110.27
Costos fijos						MUSD/a
Operación y mantenimiento						6.00
Costos de financiamiento		9% Tasa		0.110 ACCR	ACC	12.08
Costos de Producto transportado						MUSD/a 18.08
Costo de transporte	3 MMSCFD					\$/MMBTU 16.22
Costo de transporte	10 MMSCFD					\$/MMBTU 4.87
Costo de transporte	15 MMSCFD					\$/MMBTU 3.24

Figura 77

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 3 MMSCFD

Capacidad de la planta	3 MMSCFD		DIMENSION	2610.6972	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.023	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
Equipos en los límites de Batería									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Filtro		1		0.00	m3	0.1280	2012	0.163	2021
Intercambiador de calor		2		10.09	m2	0.0577	2010	0.073	2021
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Filtro			2.5	0.4066					
Intercambiador de calor			3.5	0.2567					
ISBL				0.6633					
OSBL				0.3317					
Cargos por contingencias				0.0995					
Costo Ingeniería				0.2985					
COSTOS FIJOS				1.3930					
Capital de trabajo				0.1492					
INVERSION TOTAL				1.5422					
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U			MUSD/año
Agua de enfriamiento	GJ			2532.09		0.4			0.001
Costos de operación fijos									MUSD/año
Mano de Obra operativa									0.07
Supervisión									0.02
Costos de mantenimiento									0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local									0.01
Seguros									0.01
Funciones corporativas									0.08
Cargos anuales Préstamo									0.17
			9% Tasa	0.110	ACCR		ACC		
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)		0.00
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)		0.38
						Costos de Producción	(MUSD/año)		0.38
						Costo de Distribucion	(USD/MMBTU)		0.34

Figura 78

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 10 MMSCFD

Capacidad de la planta	10 MMSCFD		DIMENSION	8702.323982	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.076	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
Equipos en los límites de Batería									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Filtro		1		0.00 m3	0.1280	2012	0.163	2021	
Intercambiador de calor		2		33.65 m2	0.0633	2010	0.080	2021	
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Filtro			2.5	0.4066					
Intercambiador de calor			3.5	0.2817					
ISBL				0.6883					
OSBL				0.3441					
Cargos por contingencias				0.1032					
Costo Ingeniería				0.3097					
COSTOS FIJOS				1.4454					
Capital de trabajo				0.1549					
INVERSION TOTAL				1.6002					
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U			MUSD/año
Agua de servicio	GJ			8440.29		0.4			0.003
Costos de operación fijos									
Mano de Obra operativa									0.07
Supervisión									0.02
Costos de mantenimiento									0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local									0.01
Seguros									0.01
Funciones corporativas									0.09
Cargos anuales Préstamo			9% Tasa	0.110	ACCR		ACC		0.18
						Costos Variables de Producción	(MUSD/año)		0.00
						Costos Fijos de Producción	(MUSD/año)		0.39
						Costos de Producción	(MUSD/año)		0.40
						Costo de Distribucion	(USD/MMBTU)		0.11

Figura 79

Hoja de cálculo de costo de capital y distribución de GN (Ctiy Gate), 15 MMSCFD

Capacidad de la planta	15 MMSCFD		DIMENSION	13053.48597	kg/h				
CEPCI (JAN 2010)	532.9			0.114	MMTONA				
CEPCI (2017)	567.5		P.C.s	51289.87239	BTU/kg				
CEPCI (APR 2021)	677.1		Horas de trabajo	8322	h/año				
Equipos en los límites de Batería									
Costos de compra de equipos									
Tipo de equipo	Nombre	N°	Dimensión	Unidad	Costo (MUSD)	Año	Costo (MUSD)	Año	
Filtro		1		0.00 m3	0.1280	2012	0.163	2021	
Intercambiador de calor		2		50.47 m2	0.0679	2010	0.086	2021	
Costos de equipos instalados									
Tipo de equipo	Nombre		Factor de Instalación	Costo (MUSD)					
Filtro			2.5	0.4066					
Intercambiador de calor			3.5	0.3021					
				0.7087					
ISBL				0.3544					
OSBL				0.1063					
Cargos por contingencias				0.3189					
Costo Ingeniería				1.4883					
COSTOS FIJOS				0.1595					
Capital de trabajo				1.6478					
INVERSION TOTAL									
Costos de Producción									
Materia Prima	Unidad			U / año		USD / U			MUSD/año
Agua de enfriamiento	GJ			12660.44		0.4			0.005
Costos de operación fijos									
Mano de Obra operativa									MUSD/año
Supervisión									0.07
Costos de mantenimiento									0.02
Impuestos sobre la tierra, el alquiler y la propiedad local									0.02
Seguros									0.01
Funciones corporativas									0.01
Cargos anuales Préstamo			9% Tasa	0.110	ACCR			ACC	0.09
									0.18
								Costos Variables de Producción	0.01
								Costos Fijos de Producción	0.40
								Costos de Producción	0.40
								Costo de Distribucion	0.07

Apéndice E: Costos de Capital y Producción (1-15 MMSCFD)

Tabla 60

Costos de capital, Plantas de licuefacción

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingenci as (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	13.45	6.73	2.02	6.05	3.03	31.28
2	22.00	11.00	3.30	9.90	4.95	51.16
3	29.35	14.67	4.40	13.21	6.60	68.23
4	36.00	18.00	5.40	16.20	8.10	83.69
5	42.18	21.09	6.33	18.98	9.49	98.06
6	48.00	24.00	7.20	21.60	10.80	111.61
7	53.48	26.74	8.02	24.06	12.03	124.33
8	58.80	29.40	8.82	26.46	13.23	136.70
9	63.92	31.96	9.59	28.77	14.38	148.62
10	68.89	34.44	10.33	31.00	15.50	160.17
11	73.71	36.86	11.06	33.17	16.59	171.38
12	78.41	39.20	11.76	35.28	17.64	182.30
13	84.70	42.35	12.71	38.12	19.06	196.94
14	89.28	44.64	13.39	40.18	20.09	207.58
15	93.76	46.88	14.06	42.19	21.10	218.00

Tabla 61

Costos de capital, Plantas de regasificación

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingenci as (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	0.99	0.49	0.15	0.44	0.22	2.29
2	1.59	0.79	0.24	0.72	0.36	3.70
3	2.10	1.05	0.32	0.95	0.47	4.89
4	2.56	1.28	0.38	1.15	0.58	5.96
5	2.99	1.50	0.45	1.35	0.67	6.96
6	3.39	1.70	0.51	1.53	0.76	7.89
7	4.11	2.06	0.62	1.85	0.93	9.56
8	4.51	2.25	0.68	2.03	1.01	10.48
9	4.89	2.45	0.73	2.20	1.10	11.37
10	5.26	2.63	0.79	2.37	1.18	12.23
11	5.62	2.81	0.84	2.53	1.26	13.06
12	5.96	2.98	0.89	2.68	1.34	13.87
13	5.66	2.83	0.85	2.55	1.27	13.17
14	5.96	2.98	0.89	2.68	1.34	13.86
15	6.25	3.13	0.94	2.81	1.41	14.53

Tabla 62*Costos de capital, Plantas de compresión con almacenamiento*

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingencias (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	4.46	2.23	0.67	2.01	1.00	10.37
2	5.93	2.96	0.89	2.67	1.33	13.78
3	7.00	3.50	1.05	3.15	1.57	16.27
4	7.87	3.94	1.18	3.54	1.77	18.31
5	8.63	4.31	1.29	3.88	1.94	20.06
6	9.30	4.65	1.39	4.18	2.09	21.62
7	9.56	4.78	1.43	4.30	2.15	22.24
8	10.10	5.05	1.52	4.55	2.27	23.49
9	10.60	5.30	1.59	4.77	2.39	24.65
10	11.07	5.54	1.66	4.98	2.49	25.74
11	11.51	5.76	1.73	5.18	2.59	26.77
12	11.93	5.97	1.79	5.37	2.68	27.74
13	13.17	6.59	1.98	5.93	2.96	30.62
14	13.58	6.79	2.04	6.11	3.05	31.57
15	13.97	6.98	2.10	6.29	3.14	32.47

Tabla 63*Costos de capital, Plantas de regulación*

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingencias (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	0.61	0.30	0.09	0.27	0.14	1.41
2	1.02	0.51	0.15	0.46	0.23	2.38
3	1.39	0.69	0.21	0.62	0.31	3.22
4	1.72	0.86	0.26	0.77	0.39	4.00
5	2.03	1.02	0.30	0.91	0.46	4.73
6	2.33	1.17	0.35	1.05	0.52	5.42
7	2.42	1.21	0.36	1.09	0.55	5.64
8	2.68	1.34	0.40	1.21	0.60	6.23
9	2.93	1.46	0.44	1.32	0.66	6.81
10	3.17	1.58	0.48	1.43	0.71	7.36
11	3.40	1.70	0.51	1.53	0.77	7.91
12	3.63	1.82	0.54	1.63	0.82	8.44
13	4.35	2.17	0.65	1.96	0.98	10.10
14	4.59	2.30	0.69	2.07	1.03	10.68
15	4.84	2.42	0.73	2.18	1.09	11.25

Tabla 64*Costos de capital, Plantas de compresión*

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingenci as (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	4.27	2.13	0.64	1.92	0.96	9.92
2	5.22	2.61	0.78	2.35	1.17	12.13
3	5.868	2.93	0.88	2.64	1.32	13.64
4	6.38	3.19	0.96	2.87	1.44	14.83
5	6.81	3.40	1.02	3.06	1.53	15.82
6	7.18	3.59	1.08	3.23	1.61	16.68
7	7.38	3.69	1.11	3.32	1.66	17.16
8	7.67	3.84	1.15	3.45	1.73	17.84
9	7.94	3.97	1.19	3.57	1.79	18.46
10	8.18	4.09	1.23	3.68	1.84	19.03
11	8.41	4.21	1.26	3.79	1.89	19.56
12	8.63	4.31	1.29	3.88	1.94	20.06
13	9.05	4.52	1.36	4.07	2.04	21.04
14	9.24	4.62	1.39	4.16	2.08	21.49
15	9.43	4.72	1.41	4.24	2.12	21.93

Tabla 65*Costos de capital, City Gates*

MMSCFD	ISBL (MMUSD)	OSBL (MMUSD)	Cargos por contingenci as (MMUSD)	Costo de ingeniería (MMUSD)	Capital de trabajo (MMUSD)	Inversión total (MMUSD)
1	0.64	0.32	0.10	0.29	0.14	1.48
2	0.65	0.33	0.10	0.29	0.15	1.52
3	0.66	0.33	0.10	0.30	0.15	1.54
4	0.67	0.34	0.10	0.30	0.15	1.56
5	0.68	0.34	0.10	0.30	0.15	1.57
6	0.68	0.34	0.10	0.31	0.15	1.58
7	0.68	0.34	0.10	0.31	0.15	1.58
8	0.68	0.34	0.10	0.31	0.15	1.59
9	0.69	0.34	0.10	0.31	0.15	1.59
10	0.69	0.34	0.10	0.31	0.15	1.60
11	0.69	0.35	0.10	0.31	0.16	1.61
12	0.69	0.35	0.10	0.31	0.16	1.61
13	0.70	0.35	0.11	0.32	0.16	1.64
14	0.71	0.35	0.11	0.32	0.16	1.64
15	0.71	0.35	0.11	0.32	0.16	1.65

Tabla 66

Errores en costos de procesamiento

MMSCFD	Licuefacción		Regasificación		Compresión C.A.		Regulación		Compresión		City Gate	
	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)	Costo de procesamiento (USD/MMBTU)	Valores ideales (USD/MMBTU)
1	9.540	9.341	1.338	1.278	3.380	3.283	0.980	0.910	3.270	3.175	1.010	1.003
2	7.750	7.757	0.957	0.973	2.170	2.161	0.690	0.687	1.960	1.951	0.510	0.511
3	6.910	6.958	0.801	0.830	1.690	1.692	0.570	0.583	1.460	1.468	0.340	0.345
4	6.380	6.442	0.711	0.741	1.420	1.423	0.510	0.519	1.190	1.200	0.260	0.260
5	6.010	6.068	0.650	0.679	1.240	1.244	0.470	0.474	1.020	1.026	0.210	0.210
6	5.720	5.779	0.605	0.632	1.110	1.114	0.440	0.440	0.890	0.902	0.180	0.176
7	5.490	5.545	0.616	0.595	0.980	1.015	0.390	0.414	0.790	0.810	0.150	0.151
8	5.300	5.350	0.587	0.564	0.910	0.937	0.370	0.392	0.730	0.737	0.130	0.133
9	5.140	5.184	0.562	0.539	0.850	0.873	0.360	0.374	0.670	0.679	0.120	0.118
10	5.010	5.039	0.541	0.517	0.800	0.819	0.340	0.358	0.620	0.630	0.110	0.107
11	4.890	4.912	0.523	0.498	0.760	0.773	0.330	0.345	0.590	0.590	0.100	0.097
12	4.780	4.799	0.507	0.481	0.720	0.734	0.320	0.333	0.550	0.555	0.090	0.089
13	4.760	4.697	0.446	0.466	0.730	0.699	0.350	0.322	0.540	0.524	0.080	0.083
14	4.680	4.605	0.434	0.453	0.700	0.669	0.340	0.312	0.510	0.498	0.080	0.077
15	4.600	4.520	0.423	0.441	0.670	0.641	0.330	0.304	0.490	0.474	0.070	0.072

Apéndice F: Costos Totales de las Cadenas de Valor

Tabla 67

Costos totales de la cadena de valor del GNL

MMSCFD	100 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	14.43	14.52	14.61	14.71	14.80	15.03	15.27	15.50	15.73	15.96
2	12.17	12.32	12.46	12.60	12.75	12.97	13.20	13.42	13.64	13.87
3	11.06	11.23	11.39	11.56	11.72	11.94	12.16	12.37	12.59	12.81
4	10.36	10.54	10.71	10.88	11.06	11.27	11.48	11.70	11.91	12.13
5	9.86	10.04	10.22	10.40	10.58	10.79	11.00	11.21	11.42	11.63
6	9.47	9.66	9.84	10.02	10.20	10.41	10.62	10.83	11.04	11.25
7	9.16	9.35	9.53	9.72	9.90	10.11	10.32	10.53	10.73	10.94
8	8.91	9.09	9.28	9.47	9.66	9.86	10.07	10.27	10.48	10.68
9	8.69	8.88	9.07	9.25	9.44	9.65	9.85	10.05	10.26	10.46
10	8.50	8.69	8.88	9.07	9.26	9.46	9.66	9.87	10.07	10.27
11	8.34	8.53	8.72	8.91	9.10	9.30	9.50	9.70	9.90	10.10
12	8.19	8.38	8.57	8.76	8.95	9.15	9.35	9.55	9.75	9.95
13	8.06	8.25	8.44	8.63	8.82	9.02	9.22	9.42	9.62	9.82
14	7.94	8.13	8.32	8.51	8.70	8.90	9.10	9.30	9.49	9.69
15	7.83	8.02	8.21	8.40	8.60	8.79	8.99	9.19	9.38	9.58

Tabla 68

Costos totales de la cadena de valor del GNC

MMSCFD	100 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	8.12	8.63	9.13	9.63	10.13	10.74	11.34	11.94	12.55	13.15
2	6.58	7.11	7.64	8.18	8.71	9.39	10.00	10.60	11.20	11.71
3	5.90	6.45	7.00	7.54	8.09	8.69	9.28	9.88	10.48	11.07
4	5.50	6.05	6.61	7.17	7.73	8.32	8.92	9.51	10.11	10.70
5	5.22	5.78	6.35	6.91	7.48	8.07	8.66	9.26	9.85	10.45
6	5.02	5.59	6.16	6.72	7.29	7.89	8.48	9.07	9.66	10.26
7	4.86	5.43	6.00	6.58	7.15	7.74	8.33	8.93	9.52	10.11
8	4.73	5.31	5.88	6.46	7.04	7.63	8.22	8.81	9.40	9.99
9	4.62	5.20	5.78	6.36	6.94	7.53	8.12	8.71	9.30	9.89
10	4.53	5.11	5.70	6.28	6.86	7.45	8.04	8.62	9.21	9.80
11	4.45	5.04	5.62	6.21	6.79	7.38	7.97	8.56	9.15	9.74
12	4.39	4.97	5.56	6.14	6.73	7.32	7.91	8.50	9.08	9.67
13	4.33	4.91	5.50	6.09	6.68	7.26	7.85	8.44	9.03	9.62
14	4.27	4.86	5.45	6.04	6.63	7.22	7.80	8.39	8.98	9.57
15	4.22	4.81	5.40	5.99	6.58	7.17	7.76	8.34	8.93	9.52

Tabla 69*Costos totales de la cadena de valor por gasoducto*

MMSCFD	100 km	200 km	300 km	400 km	500 km	600 km	700 km	800 km	900 km	1000 km
1	11.64	16.50	21.37	26.24	31.11	35.98	40.85	45.72	50.59	55.46
2	7.50	9.93	12.36	14.80	17.23	19.67	22.10	24.54	26.97	29.41
3	6.04	7.66	9.28	10.91	12.53	14.15	15.78	17.40	19.02	20.65
4	5.28	6.50	7.72	8.93	10.15	11.37	12.59	13.80	15.02	16.24
5	4.81	5.79	6.76	7.74	8.71	9.68	10.66	11.63	12.61	13.58
6	4.50	5.31	6.12	6.93	7.74	8.55	9.37	10.18	10.99	11.80
7	4.26	4.96	5.65	6.35	7.05	7.74	8.44	9.13	9.83	10.52
8	4.09	4.69	5.30	5.91	6.52	7.13	7.74	8.35	8.96	9.56
9	3.95	4.49	5.03	5.57	6.11	6.65	7.19	7.73	8.27	8.82
10	3.83	4.32	4.81	5.29	5.78	6.27	6.75	7.24	7.73	8.21
11	3.74	4.18	4.62	5.07	5.51	5.95	6.39	6.84	7.28	7.72
12	3.66	4.06	4.47	4.88	5.28	5.69	6.09	6.50	6.90	7.31
13	3.59	3.96	4.34	4.71	5.09	5.46	5.84	6.21	6.59	6.96
14	3.53	3.88	4.23	4.57	4.92	5.27	5.62	5.97	6.31	6.66
15	3.48	3.80	4.13	4.45	4.78	5.10	5.43	5.75	6.08	6.40