

**Evaluación de Procesos de Licuefacción Para Plantas de GNL a Pequeña Escala en Áreas
Aisladas**

Juan Carlos Restrepo Cuellar

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M.Sc. en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2026

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, la salud y la sabiduría necesaria para culminar este proyecto, que representa no solo un logro académico, sino también personal.

De manera especial, expreso mi gratitud a mi pareja María José Polo, por su apoyo incondicional, por su confianza en mí y por ser la motivación constante en cada etapa de este proceso. Sin su paciencia, comprensión y palabras de aliento, este camino habría sido mucho más difícil de recorrer.

A mi hijo Juan Esteban Restrepo Polo, quien ha sido mi mayor inspiración y el motor que me impulsa a ser mejor cada día. Este logro está dedicado a él, porque su sola existencia me llena de fuerza, esperanza y determinación para seguir adelante y superarme constantemente.

A mis padres Gerardo y Nelly, y a mi hermano Óscar, quienes, con su apoyo, cariño y cada uno con su propio granito de arena me ayudaron a llegar hasta aquí. Su ejemplo, sus consejos y su compañía han sido un pilar fundamental en este camino.

A mi prima Diana Cuéllar, por su ayuda incondicional y por estar siempre dispuesta a acompañarme en este proceso. Su paciencia para explicarme, su guía en la manera de investigar y su apoyo para dar estructura y claridad a este trabajo fueron fundamentales.

A mi director de trabajo de grado, el profesor Manuel Enrique Cabarcas Simancas, por su orientación, exigencia académica y valiosos aportes que contribuyeron a enriquecer y dar forma a esta investigación.

Finalmente, a mis compañeros, familiares y a la familia VIN Unimagdalena, quienes de diferentes maneras aportaron compañía, apoyo y ánimo en los momentos de mayor dificultad. Cada palabra, gesto y consejo compartido ha quedado grabado en este trabajo y en mi vida.

Tabla de Contenido

Introducción	13
Justificación	14
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos	17
2. Contexto Energético Colombiano Y Desafíos De Acceso Al Gas	18
2.1 Panorama Actual de la Oferta y Demanda de Gas Natural en Colombia	18
2.2 Cobertura Nacional y Población en Situación de Privación Energética	21
2.3 Limitaciones de la Infraestructura de Transporte de Gas	26
2.4 Casos Críticos de Departamentos sin Acceso	27
2.5 Necesidad de Alternativas Como el GNL en Lugares Apartados.....	29
3 Fundamentos Técnicos De La Licuefacción Del Gas Natural.....	30
3.1 Composición y Propiedades del Gas Natural.....	30
3.2 Principios Termodinámicos de la Licuefacción.....	33
3.3 Ventajas Operativas del GNL	34
3.4 Requisitos de Presión y Temperatura	36
4 Tecnologías De Licuefacción	40
4.1 Ciclo de Refrigeración en Cascada	41
4.1.1 Fundamentos del Ciclo en Cascada	41
4.1.2 Selección de Refrigerantes y Configuración Óptima.....	43
4.1.3 Aplicaciones y Relevancia Energética.....	43
4.1.4 Optimización Energética	44

4.2	Ciclo de Refrigerante Mixto Simple.....	44
4.2.1	Principio de Funcionamiento del Ciclo SMR.....	44
4.2.2	Ventajas Técnicas del Ciclo SMR.....	46
4.2.3	Selección y Composición del Refrigerante Mixto.....	46
4.2.4	Comparación con Otros Ciclos.....	46
4.2.5	Desafíos y Oportunidades de Mejora.....	47
4.2.6	Aplicaciones Destacadas.....	47
4.3	Ciclo de Refrigerante Mixto Dual.....	47
4.3.1	Principio de Funcionamiento del Ciclo de Refrigerante Mixto Dual.....	47
4.3.2	Ventajas Operativas y Energéticas.....	49
4.3.3	Optimización y Parámetros Críticos.....	50
4.4	Ciclo de Expansión con Nitrógeno.....	50
4.4.1	Fortalezas Técnicas y Aplicaciones Estratégicas.....	52
4.4.2	Desempeño Energético y Límites Termodinámicos.....	52
4.4.3	Mejoras Potenciales y Evolución Tecnológica.....	53
4.5	Ciclo C3MR: Propane Precooled Mixed Refrigerant.....	53
4.5.1	Estructura del Ciclo.....	53
4.5.2	Preenfriamiento con Propano.....	55
4.5.3	Configuración Técnica del Ciclo con Propano.....	55
4.5.4	Ventajas Operativas y Estratégicas.....	56
4.5.5	Ventajas Técnicas.....	57
4.6	Expansión de Gas de Proceso (Metano / BOG).....	57
4.6.1	Fundamento Termodinámico.....	58

	5
4.6.2 Configuraciones Representativas del Proceso	59
4.6.3 Equipamiento e Integración de la Unidad	60
4.6.4 Desempeño Energético y Criterios de Diseño	60
4.6.5 Ventajas y Limitaciones Operativas	61
4.6.6 Evidencia Industrial y Desarrollos Comerciales	61
4.7 Aplicabilidad de Tecnologías de Licuefacción Según Escala y Condiciones Ambientales	62
4.8 Consumo Energético por Tecnología (kWh/kg GNL)	64
4.9 Requisitos de Equipos e Infraestructura por Tecnología.....	67
4.10 Rendimiento Energético vs Inversión Requerida	70
5 Análisis Comparativo Y Matriz De Decisión.....	72
5.1 Definición y Ponderación de Criterios de Decisión.....	73
5.1.1 Criterios Seleccionados.....	73
5.2 Costos de Inversión (CAPEX) y Operación (OPEX)	75
5.3 Logística, Mantenimiento y Requerimientos de Espacio	77
5.3.1 Logística: Acceso, Transporte e Instalación	78
5.3.2 Mantenimiento: Autonomía y Robustez Operativa	78
5.3.3 Requerimientos de Espacio: Diseño Compacto y Portabilidad	78
5.4 Selección Tecnológica	82
5.5 Criterios de Evaluación y su Justificación	83
5.6 Metodología de Evaluación	84
5.7 Interpretación de los Resultados de la Matriz Multicriterio	86
5.8 Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio	87

5.9	Comparación y Evaluación de los Dos Métodos de Licuefacción Seleccionados Aplicables a Sistemas de Pequeña Escala	93
5.9.1	Simplicidad Técnica y Operativa.....	94
5.9.2	Eficiencia Energética y Consumo Específico	94
5.9.3	Costos, Logística y Escalabilidad	95
5.9.4	Seguridad y Operación en Zonas Aisladas	95
5.10	Síntesis Comparativa	96
5.11	Conclusión de la Comparación.....	97
5.12	Justificación de la Tecnología Seleccionada	98
6	Condiciones Óptimas De Operación Y Viabilidad De Implementación	99
6.1	Parámetros Operativos Óptimos (Presión, Temperatura, Equipos).....	100
6.1.1	Presiones Óptimas de Operación	100
6.1.2	Rango de Temperaturas del Ciclo.....	100
6.1.3	Equipos Críticos del Proceso	101
6.2	Observaciones Clave Para Zonas Aisladas.....	101
6.3	Costos Totales de Implementación Estimados	102
6.3.1	Costos de Inversión (CAPEX).....	102
6.3.2	Costos Operativos (OPEX).....	103
6.3.3	Costo Nivelado de Licuefacción (LCOGNL).....	104
6.4	Requisitos de Personal, Seguridad y Mantenimiento	105
6.4.1	Requisitos de Personal.....	105
6.4.2	Requisitos de Seguridad	106
6.4.3	Requisitos de Mantenimiento	107

6.5 Evaluación de Viabilidad Técnica y Económica.....	107
6.5.1 Viabilidad Técnica.....	108
6.5.2 Viabilidad Económica	109
6.5.3 Costos de Inversión (CAPEX).....	109
6.5.4 Costos Operativos (OPEX).....	109
6.5.5 Comparación con Modelos de Inversión	110
6.6 Mapa de Zonas Piloto Recomendadas en Colombia	111
6.7 Propuesta de Localización de una Planta Piloto	115
6.8 Parámetros Técnicos y de Operación Ideales	116
6.9 Recursos Requeridos Para la Operación Continua del Ciclo NEC	119
6.9.1 Suministro de Gas Natural.....	120
6.9.2 Suministro de Nitrógeno.....	120
6.9.3 Energía Eléctrica Continua	120
6.9.4 Repuestos, Insumos y Mantenimiento.....	121
6.9.5 Infraestructura Mínima	121
6.10 Ciclo Operativo Anual de una Planta Tipo NEC (Nitrogen Expander Cycle	122
7. Conclusiones.....	123
8. Recomendaciones	124
Referencias Bibliográficas	125

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Consumo Energético en Colombia</i>	20
Tabla 2. <i>Porcentaje de Municipios por Departamento sin Cubrimiento de Gas Natural (diciembre de 2023)</i>	23
Tabla 3. <i>Comparación Entre Uso de Gas Natural y Combustibles y Tecnologías Contaminantes</i>	25
Tabla 4. <i>Composición Típica del Gas Natural Colombiano</i>	32
Tabla 5. <i>Condiciones Operativas para Licuefacción (-°F, Presión)</i>	37
Tabla 6. <i>Presión VS Temperatura</i>	39
Tabla 7. <i>Tecnologías de licuefacción y sus Aplicaciones Típicas</i>	63
Tabla 8. <i>Consumo Energético Estimado de Tecnologías de Licuefacción de Gas Natural</i>	66
Tabla 9. <i>Comparativa de Equipos, Infraestructura y Complejidad Técnica de Tecnologías de Licuefacción</i>	68
Tabla 10. <i>Consumo Energético y CAPEX Estimado de Tecnologías de Licuefacción de Gas Natural</i>	71
Tabla 11. <i>Ponderación de Criterios de Selección Tecnológica</i>	75
Tabla 12. <i>Comparativa de CAPEX y OPEX por Tecnología de Licuefacción de Gas Natural</i> ...	76
Tabla 13. <i>Comparativa de Logística, Mantenimiento y Requisitos de Espacio para Tecnologías de Licuefacción</i>	80
Tabla 14. <i>Calificaciones Iniciales por Criterio</i>	85
Tabla 15. <i>Resultados de la Matriz Multicriterio</i>	85
Tabla 16. <i>Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°1)</i>	89
Tabla 17. <i>Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°2)</i>	90

Tabla 18. Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°3)91

Tabla 19. *Análisis Comparativo de Tecnologías ciclo NEC y SMR en Función de Aspectos*

Operativos y Económicos 96

Tabla 20. *Costos de Inversión (CAPEX)*..... 102

Tabla 21. Costos Operativos (OPEX)..... 104

Tabla 22. Evaluación Económica del Ciclo NEC (flujos descontados y VAN)..... 110

Tabla 23. Parámetros Técnicos y de Operación Ideales 118

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Porcentaje de Municipios por Departamentos sin Cubrimiento de Gas Natural</i>	15
Figura 2. <i>Evolución de la Cobertura de Gas Natural (2015–2023)</i>	22
Figura 3. <i>Mapa de Municipios sin Acceso a Gas por Departamento</i>	28
Figura 4. <i>Esquema General del Proceso de Licuefacción de Gas Natural</i>	36
Figura 5. <i>Curva de Licuefacción (Presión VS Temperatura)</i>	40
Figura 6 Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigeración en Cascada	42
Figura 7. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigerante Mixto Simple	45
Figura 8. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigerante Mixto Dual.....	49
Figura 9. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de expansión con nitrógeno.....	51
Figura 10. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo C3MR: Propane Precooled Mixed Refrigerant	54
Figura 11. Diagrama de Flujo de Proceso Expansión de gas de proceso (metano / BOG)	58
Figura 12. <i>Comparación del Consumo Energético Específico en Tecnologías de Licuefacción de GNL</i>	66
Figura 13. <i>Rendimiento Energético vs Inversión Requerida</i>	72
Figura 14. <i>Diagrama de Radar de Tecnologías Comparadas</i>	82
Figura 15. Análisis de Sensibilidad	93
Figura 16. Ubicaciones Propuestas Para Planta Piloto de Ciclo NEC en Colombia	114
Figura 17. Ciclo Operativo Anual de una Planta de Licuefacción Ciclo NEC.....	122

Resumen

Título: Evaluación De Procesos De Licuefacción Para Plantas De GNL A Pequeña Escala En Áreas Aisladas. *

Autor: Juan Carlos Restrepo Cuellar. **

Palabras Clave: Licuefacción, Colombia, Tecnología, Infraestructura, Gas.

Descripción:

En este proyecto de grado se investigaron los procesos de licuefacción de gas natural más empleados a pequeña y mediana escala, como respuesta a la necesidad de identificar la tecnología más adecuada y estratégica para el abastecimiento de zonas aisladas en Colombia, donde la extensión de gasoductos resulta técnica y económicamente inviable. **Objetivo:** Analizar diversas tecnologías de licuefacción de GNL a pequeña escala, considerando sus principios operativos, eficiencia energética, costos asociados y las condiciones óptimas de operación. **Metodología:** Se investigaron seis tecnologías de licuefacción: ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), refrigerante mixto simple (SMR), refrigerante mixto dual (DMR), ciclo de preenfriamiento con propano y refrigerante mixto (C3MR), ciclo de refrigeración en cascada (CRC) y Expansión de gas de proceso (metano / BOG). Con base en esta información se elaboró una matriz de decisión que incorporó cinco criterios con diferentes ponderaciones, lo que permitió seleccionar la tecnología de pequeña escala más adecuada. **Principales Resultados:** Los resultados evidencian que la tecnología NEC obtuvo la mayor puntuación global, destacándose por su simplicidad operativa y los menores requerimientos de infraestructura. Por su parte, las tecnologías CRC y C3MR presentan ventajas competitivas en términos de eficiencia energética y compactidad, especialmente cuando estos criterios adquieren mayor relevancia en la evaluación. **Conclusión:** La realización de este proyecto permitió analizar y comparar diferentes tecnologías de licuefacción de gas natural a pequeña escala. A partir de la aplicación de la matriz de decisión, se evidenció que la alternativa más viable para implementar en Colombia es el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC). Este resultado se justifica en que el ciclo NEC obtuvo la mayor ponderación en los criterios de simplicidad operativa, baja necesidad de personal especializado, requerimientos reducidos de espacio y facilidad logística, aspectos que resultan determinantes para su aplicación en zonas aisladas del país.

* Evaluación De Procesos De Licuefacción Para Plantas De GNL A Pequeña Escala En Áreas Aisladas.

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. Ingeniería Química.

Abstract

Title: Evaluation of Liquefaction Processes for Small-Scale LNG Plants in Isolated Areas. *

Author: Juan Carlos Restrepo Cuellar.1

Key Words: Liquefaction, Colombia, Technology, Infrastructure, Gas.

Description:

This undergraduate project analyzed the most widely used natural gas liquefaction processes for small and medium-scale applications, as a response to the need to identify the most suitable and strategic technology for supplying isolated regions in Colombia, where the extension of gas pipelines is technically and economically unfeasible. Objective: To analyze different small-scale LNG liquefaction technologies, considering their operating principles, energy efficiency, associated costs, and optimal operating conditions. Methodology: Six liquefaction cycles were studied: the Nitrogen Expander Cycle (NEC), Single Mixed Refrigerant (SMR), Dual Mixed Refrigerant (DMR), Propane Precooled Mixed Refrigerant (C3MR), Cascade Refrigeration Cycle (CRC), and Process Gas Expansion (methane/BOG). Based on this analysis, a decision matrix with five weighted criteria was developed, enabling the selection of the most suitable small-scale technology. Results: The findings show that the NEC achieved the highest overall score, mainly due to its operational simplicity and lower infrastructure requirements. In contrast, the CRC and C3MR technologies demonstrated competitive advantages in terms of energy efficiency and compactness, particularly when these criteria were prioritized in the evaluation. Conclusion: The study concludes that the Nitrogen Expander Cycle (NEC) is the most viable option for implementation in Colombia, given its higher performance in the decision matrix and its advantages related to simplicity, reduced space requirements, minimal need for specialized personnel, and operational flexibility, making it especially suitable for deployment in isolated regions of the country.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisor: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc. in Chemical Engineering.

Introducción

El gas natural se ha consolidado como una de las fuentes de energía más limpias y eficientes dentro del panorama energético global, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones contaminantes y al cumplimiento de los objetivos de transición energética. No obstante, su aprovechamiento integral enfrenta limitaciones importantes, particularmente en lo que respecta a su transporte y almacenamiento en regiones geográficas con baja accesibilidad. En áreas aisladas, donde las infraestructuras convencionales como los gasoductos son inexistentes o económicamente inviables, estas restricciones se vuelven aún más críticas (Petro Urrego et al., 2023).

Frente a este escenario, la licuefacción del gas natural a pequeña escala surge como una alternativa tecnológica prometedora. Esta técnica permite transformar el gas en estado líquido, facilitando así su distribución a través de medios más flexibles como camiones criogénicos o embarcaciones, extendiendo su cobertura a zonas remotas. Sin embargo, a pesar de su potencial, la implementación de plantas de GNL de escala reducida en contextos aislados no está exenta de desafíos (Restrepo et al., 2021).

Entre los principales obstáculos se encuentran las complejidades técnicas del proceso de licuefacción, que demandan un análisis riguroso para garantizar la eficiencia energética y la sostenibilidad económica de los proyectos. Adicionalmente, existen múltiples tecnologías disponibles en el mercado, cada una con particularidades operativas, requerimientos térmicos y perfiles de consumo energético diferenciados. Esta diversidad introduce incertidumbre en la selección de la alternativa más adecuada para cada entorno específico (Mokhatab et al., 2014a).

Por otra parte, las condiciones operativas locales y las características del recurso gasífero, como la composición del gas, la presión de extracción y la temperatura ambiente varían

significativamente entre regiones, lo que añade una capa de complejidad a la toma de decisiones técnicas. En consecuencia, resulta fundamental realizar estudios comparativos que permitan evaluar el desempeño de las distintas configuraciones de licuefacción en función de criterios técnicos, económicos, ambientales y logísticos, con el objetivo de facilitar la adopción de soluciones viables para la expansión del uso del gas natural en Colombia (Restrepo et al., 2021).

Justificación

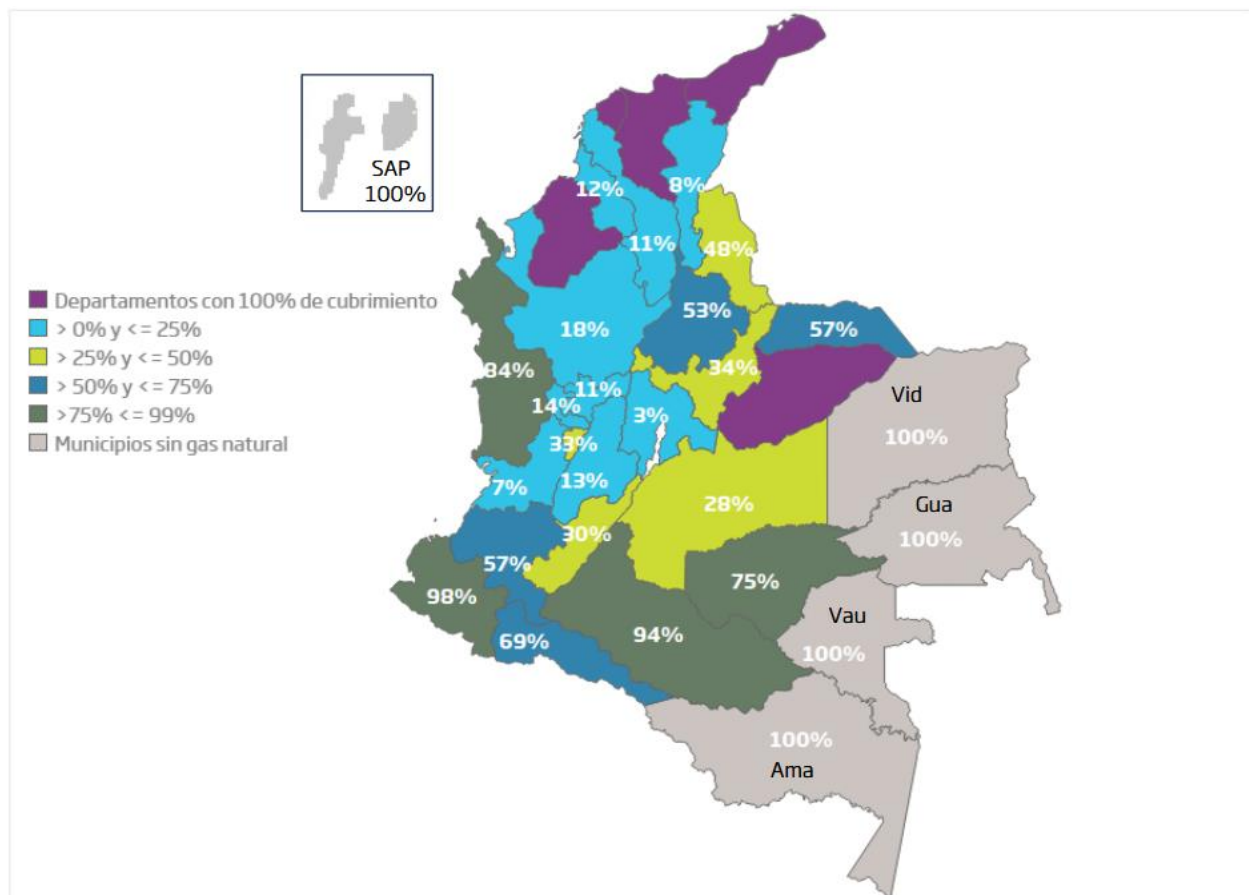
En los últimos cuatro años, la oferta promedio de gas natural en Colombia ha sido de 1.093 GBTUD, con Casanare como principal proveedor, aportando el 52% del total, seguido de Córdoba con un 15% y La Guajira con un 11%. En 2024, Bolívar ha surgido como el segundo departamento con mayor oferta después de Casanare, alcanzando un 16.2% en promedio. Este crecimiento se debe principalmente a la importación de gas, destinada a garantizar el suministro energético frente a los efectos del fenómeno de El Niño (Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural), 2024). En este contexto, la infraestructura de transporte de gas juega un papel fundamental en la distribución eficiente del recurso. Actualmente, Colombia cuenta con una red de más de 7.700 km de gasoductos, que permiten transportar alrededor de 1.000 millones de pies cúbicos por día (MPCD) para cubrir la demanda de gas en el país (Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural), 2024)

En el año 2023, se destacó la conexión entre el sistema de transporte de la costa Atlántica y el del interior, a través de la estación de Ballena en el departamento de La Guajira. Además, para los próximos dos años, se proyectan inversiones cercanas a USD 90 millones para la expansión del sistema, incluyendo la ampliación de la capacidad de transporte hasta 170 MPCD entre Barranquilla y Ballena en contraflujo, lo que, en conjunto con la estación de bidireccionalidad en

Ballena, fortalecerá el abastecimiento en el interior del país (Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural), 2024).

Sin embargo, a pesar de estos avances en oferta y transporte, aún persisten desafíos en términos de acceso al servicio. A diciembre de 2023, el 68% de la población colombiana, equivalente a 34 millones de personas según el DANE, contaba con servicio de gas natural en sus hogares. Además, el 20,6% utilizaba gas licuado de petróleo (GLP), mientras que el 10,6% (5,4 millones de personas) dependía de leña, carbón o desechos para cocinar, lo que evidencia una situación de privación energética que afecta su calidad de vida (Angulo et al., 2023).

Figura 1. *Porcentaje de Municipios por Departamentos sin Cubrimiento de Gas Natural*



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2023.

Nota: Cálculos elaborados por Promigas con información del Ministerio de Minas y Energía y el DANE (Promigas, 2024).

Por lo anterior, teniendo en cuenta que uno de los inconvenientes para poder llevar el gas natural a estos municipios se debe a su naturaleza geográfica, es necesario evaluar posibles alternativas que permitan ampliar la cobertura de esta fuente de energía a estos lugares remotos del país. Una opción favorable se puede plantear mediante el método de licuefacción, el cual consiste en transformar el gas a estado líquido, permitiendo que se transporte en vehículos tipo cisterna hasta esas zonas lejanas que no cuentan con la infraestructura para llevar el gas por medio de gasoducto (Restrepo et al., 2021).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar diversas tecnologías de licuefacción de GNL a pequeña escala, considerando sus principios operativos, eficiencia energética, costos asociados y las condiciones óptimas de operación.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar seis alternativas de procesos de licuefacción para el desarrollo de plantas de GNL a pequeña escala en lugares remotos y difícil acceso y bajo diferentes condiciones ambientales.
- Seleccionar Dos (02) métodos de licuefacción y realizar una matriz de decisión comparando criterios cuantificables de eficiencia energética, costos y viabilidad operativa.
- Determinar las condiciones óptimas de operación mediante el análisis de la matriz de decisión y seleccionar el método más adecuado para las plantas de licuefacción de GNL a pequeña escala en lugares remotos.

2. Contexto Energético Colombiano Y Desafíos De Acceso Al Gas

2.1 Panorama Actual de la Oferta y Demanda de Gas Natural en Colombia

El gas natural ocupa un lugar central en el abastecimiento energético global, no solo por su abundancia relativa y su menor impacto ambiental frente a otros combustibles fósiles, sino también por su papel estratégico en la transición hacia un modelo energético más sostenible. Al cierre de 2023, la producción mundial de este recurso alcanzó los 400 Gpcd (mil millones de pies cúbicos diarios), con Estados Unidos a la cabeza, responsable del 25 % del total gracias al notable desarrollo del shale gas, que ha impulsado récords históricos en los últimos tres años. Rusia, por su parte, aportó alrededor del 15 % de la producción, mientras que Irán ocupó el tercer lugar con cerca del 6 %. En contraste, la producción en Europa y Asia mostró un marcado descenso por segundo año consecutivo, asociado principalmente a la menor actividad extractiva en Rusia. Esta concentración de la producción y las reservas en unas pocas regiones del planeta plantea importantes desafíos para el acceso equitativo al gas natural, especialmente en territorios apartados o con limitaciones de infraestructura (Promigas, 2024).

Por otra parte, es importante señalar que, aunque Norteamérica se ha consolidado como líder en el consumo mundial, en 2023 representó aproximadamente el 22 % del consumo global con 86 Gpcd. Otras regiones han mostrado dinámicas particulares en los últimos años, oriente Medio alcanzó un consumo de 56 Gpcd en 2023, lo que representa un 14 % del total mundial, con un crecimiento sostenido del 2 % anual entre 2019 y 2023. África y Sur y Centroamérica, por su parte, mantuvieron niveles más modestos, con 17 y 16 Gpcd respectivamente, equivalentes a un 4 % cada una, reflejando tanto su ritmo de desarrollo como las limitaciones en infraestructura y acceso a nuevas fuentes de energía. En conjunto, el consumo global se concentra en pocas regiones: Norteamérica, Europa-Eurasia y Asia-Pacífico representaron en 2023 más del 75 % del

total, lo que deja en evidencia la desigual distribución y los desafíos que enfrentan muchos países para garantizar un suministro estable y suficiente (Promigas, 2024).

En el contexto energético colombiano, la situación actual del gas natural refleja un equilibrio cada vez más complejo entre oferta y demanda. A lo largo de 2023, la producción nacional se ubicó en torno a los 1.059 millones de pies cúbicos diarios, mostrando una leve reducción respecto al año anterior (Ramirez, 2024). Este comportamiento descendente continuó durante los primeros meses de 2024, cuando la producción cayó a cerca de 1.001 millones de pies cúbicos diarios (Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2025). Gran parte de esta oferta proviene de los campos ubicados en Casanare, Córdoba y La Guajira, que en conjunto representan cerca del 80 % del suministro local (Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural), 2024). Sin embargo, este volumen resulta insuficiente frente a una demanda que ha venido creciendo de manera sostenida, impulsada por el aumento en el uso residencial, industrial y de generación eléctrica. Este desbalance ha llevado al país, desde finales de 2023, a complementar su abastecimiento mediante importaciones, que ya cubren aproximadamente el 30 % del consumo en algunos periodos (Cabrales & Benavides, 2025).

Como complemento a este panorama, la siguiente tabla muestra la evolución del consumo energético en Colombia entre 2019 y 2023, destacando el crecimiento sostenido en la participación del gas natural como fuente principal en la matriz nacional.

Tabla 1. *Consumo Energético en Colombia*

Consumo Energético en Colombia. (Mtep)					
Fuentes de Energía	2019	2020	2021	2022	2023
Petróleo	20	17	20	19	20
Gas	10	11	11	12	13
Hidroelectricidad	6	5	6	7	7
Carbón	6	6	5	4	7
Renovables	1	1	1	0	0
Otros	5	5	5	5	5
Total	48	45	47	48	51

Nota: Datos en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). El consumo energético total en Colombia pasó de 48 Mtep en 2019 a 51 Mtep en 2023, con el petróleo como principal fuente, seguido por el gas natural que muestra un aumento progresivo. La hidroelectricidad mantiene un crecimiento estable, mientras que las renovables presentan una participación marginal. Fuente: elaboración propia con base en datos proporcionados por (Promigas, 2024).

Este comportamiento confirma el rol cada vez más estratégico del gas natural en el país, no solo como respaldo de la generación eléctrica sino también como fuente principal en los sectores industrial y residencial.

Las proyecciones a corto y mediano plazo advierten sobre un escenario cada vez más desafiante. Se estima que entre 2024 y 2026 la producción podría reducirse hasta en un 19 % (Bolsa Mercantil de Colombia, 2024), lo que incrementaría el déficit actual y profundizaría la dependencia de fuentes externas. De mantenerse esta tendencia, para 2026 el país podría enfrentar un faltante equivalente al 40 % de su demanda (Promigas, 2024), lo que impactaría no solo la

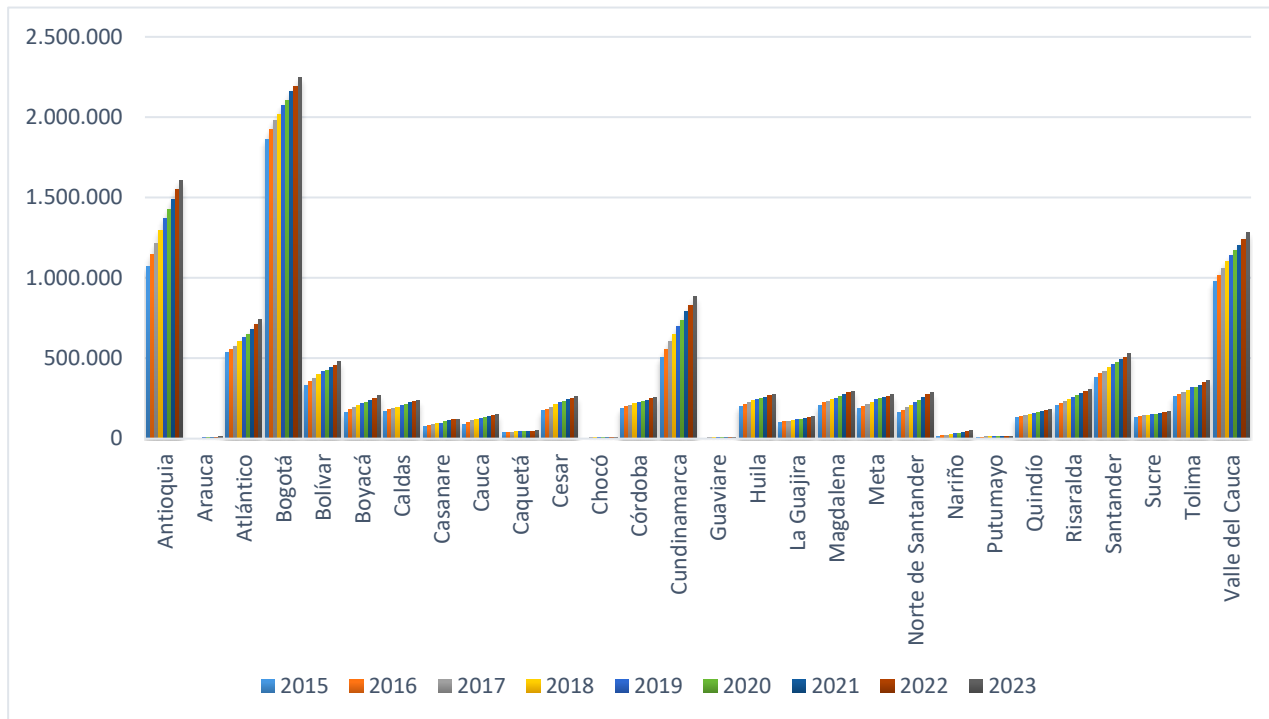
seguridad energética, sino también el costo del servicio para los hogares y las industrias. Organismos como Fedesarrollo advierten que esta situación podría traducirse en un aumento de entre un 44 % y un 46 % en las tarifas de ciudades como Bogotá, Medellín y Bucaramanga (Cabrales & Benavides, 2025).

2.2 Cobertura Nacional y Población en Situación de Privación Energética

En los últimos cinco años, Colombia ha evidenciado un importante avance en la conexión de hogares al servicio de gas, mejorando significativamente la calidad de vida de millones de personas. Más de 1,5 millones de nuevos usuarios se sumaron durante este periodo, alcanzando así los 11,3 millones de usuarios residenciales hacia finales de 2023. Este crecimiento permitió que aproximadamente el 66,4 % de la población nacional contara con acceso al servicio, lo que representa cerca de 34,7 millones de habitantes, de un total de 52,2 millones. Este notable incremento ha contribuido a reducir brechas en el acceso a servicios básicos y ha llevado beneficios directos a los hogares, especialmente en departamentos como Antioquia, que lideró el aumento con cerca de 237.000 nuevos usuarios, seguido de Cundinamarca y Bogotá, con 184.000 y 172.000 nuevos usuarios respectivamente (Promigas, 2024).

El siguiente gráfico muestra la evolución de la cobertura de gas natural en Colombia entre 2015 y 2023, evidenciando un crecimiento sostenido del número de usuarios residenciales conectados al servicio.

Figura 2. Evolución de la Cobertura de Gas Natural (2015–2023)



Fuente: Informe del sector gas natural en Colombia 2020

Nota: Este crecimiento refleja los avances en la ampliación de redes de distribución especialmente en departamentos como Antioquia, Cundinamarca y Bogotá (Promigas, 2020).

A pesar de los importantes avances en la expansión de la red de distribución, al cierre de 2023 en Colombia cerca de 1,49 millones de personas aún no cuentan con acceso al servicio, distribuidas en 353 municipios de 1.122 que hay en el país. Nariño encabeza la lista de departamentos con mayor población sin este recurso, con aproximadamente 408.497 personas y 132.894 viviendas sin cobertura; le sigue Caquetá con 110.341 personas sin el servicio y 35.896 viviendas proyectadas por cabecera, y Chocó con 84.419 habitantes y 27.463 viviendas sin acceso. Por su parte, Norte de Santander registra 67.034 personas sin gas natural, mientras que Cauca tiene 72.308 habitantes en esta situación. Estas cifras se asocian, en muchos casos, con altos índices de necesidades básicas insatisfechas: por ejemplo, Chocó presenta un promedio de NBI del 61 %, mientras que Guainía y Vaupés superan el 60 % (Promigas, 2024).

La siguiente tabla resume el porcentaje estimado de población sin acceso al servicio de gas natural por departamento, reflejando las disparidades territoriales que aún persisten en Colombia:

Tabla 2. *Porcentaje de Municipios por Departamento sin Cubrimiento de Gas Natural (diciembre de 2023)*

Departamento	% Sin acceso
Amazonas	100%
San Andrés	100%
Guainía	100%
Guaviare	100%
Vaupés	100%
Vichada	100%
Caquetá	94%
Putumayo	94%
Chocó	84%
Casanare	75%
Boyacá	53%
Arauca	48%
Cesar	57%
Cundinamarca	34%
Santander	34%
Cauca	33%
Tolima	30%

Huila	30%
Meta	28%
Córdoba	18%
Antioquia	14%
Quindío	13%
Atlántico	12%
Bolívar	11%
Norte de Santander	11%
Sucre	11%
La Guajira	8%
Nariño	7%
Valle del Cauca	7%
Caldas	3%
Risaralda	3%

Nota: La tabla presenta el porcentaje de municipios por departamento que no cuentan con acceso al servicio de gas natural, con corte a diciembre de 2023. Los valores muestran que departamentos como Amazonas, San Andrés, Guainía, Guaviare, Vaupés y Vichada tienen cobertura nula (100% sin acceso), mientras que regiones con mayor infraestructura, como Caldas y Risaralda, registran solo un 3% de municipios sin acceso. Estos datos reflejan una marcada desigualdad territorial en el acceso energético en Colombia. Fuente: elaboración propia con base en estadísticas de (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2024).

Además, es evidente que las brechas son aún más marcadas en territorios con grandes retos geográficos y de dispersión poblacional. En departamentos como Vaupés, Vichada, Guainía y

Amazonas, el 100 % de los municipios carece de cobertura, lo que evidencia las dificultades para llevar el servicio a estas regiones de la Orinoquía y la Amazonía. Estos cuatro departamentos concentran, junto con San Andrés Islas, 23 municipios o áreas no municipalizadas que representan cerca de 44.000 viviendas sin acceso. Por su parte, Boyacá cuenta aún con 50.949 habitantes sin el servicio, distribuidos en 42 municipios, mientras que Antioquia, a pesar de sus avances, tiene 70.580 personas sin cobertura en 22 municipios. Este panorama refleja que, si bien ha habido logros importantes, todavía persisten desafíos estructurales para garantizar el acceso universal, especialmente en los territorios más apartados y con mayores necesidades (Promigas, 2024).

La siguiente tabla presenta el porcentaje promedio de hogares con acceso a gas natural y el uso de tecnologías contaminantes por región natural. La comparación permite evidenciar los contrastes energéticos entre regiones como la Amazonía e Insular, frente a la región Andina, mucho más integrada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la red de distribución de gas.

Tabla 3. *Comparación Entre Uso de Gas Natural y Combustibles y Tecnologías Contaminantes*

Gas Natural		Combustibles y Tecnologías Contaminantes	
Región Natural	Promedio %	Región Natural	Promedio %
Amazonía	0.71%	Amazonía	44.4%
Andina	62.53%	Andina	7.7%
Caribe	20.34%	Caribe	17.5%
Pacífica	12.94%	Pacífica	21.8%
Orinoquía	3.56%	Orinoquía	6.0%
Insular	0%	Insular	1.0%

Nota: La tabla compara el promedio de uso de gas natural frente al uso de combustibles y tecnologías contaminantes por región natural de Colombia. Los resultados muestran que la región Andina concentra el mayor uso de gas natural (62.53%) con baja dependencia de fuentes contaminantes (7.7%), mientras que la Amazonía presenta un consumo casi nulo de gas (0.71%) y la mayor dependencia de combustibles contaminantes (44.4%). La región Caribe evidencia un uso intermedio de gas (20.34%) y un 17.5% de tecnologías contaminantes. Fuente: elaboración propia con base (Promigas, 2024).

2.3 Limitaciones de la Infraestructura de Transporte de Gas

El transporte de gas natural es una parte fundamental de la cadena de suministro energético, pero su infraestructura presenta diversas limitaciones que condicionan su cobertura, eficiencia y sostenibilidad. Estas limitaciones afectan especialmente a comunidades alejadas, zonas rurales y regiones con baja demanda, donde el acceso al gas natural aún es reducido.

Una de las principales barreras es la cobertura limitada de la red de gasoductos, en países como Colombia, la infraestructura se concentra principalmente en áreas urbanas e industriales, dejando fuera a muchas regiones rurales o de difícil acceso. Esta situación genera brechas significativas en el acceso a fuentes de energía más limpias y económicas, perpetuando el uso de combustibles contaminantes como el GLP en cilindros o la leña (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023).

Además, los altos costos de inversión y operación representan un desafío importante, ya que, la construcción de gasoductos, estaciones de compresión y otras infraestructuras requiere inversiones millonarias, las cuales muchas veces no se justifican económicamente en zonas de baja densidad poblacional. Estas inversiones presentan una baja rentabilidad cuando la demanda es

reducida, lo que desincentiva la participación del sector privado (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023).

Otro factor relevante es la capacidad limitada de transporte en ciertos tramos del sistema, lo que genera cuellos de botella durante los picos de demanda. Esta situación compromete la confiabilidad del servicio y puede derivar en restricciones de suministro para algunos sectores. De hecho, estudios recientes han advertido que, de no ampliarse la infraestructura existente, Colombia podría enfrentar un déficit de gas hacia finales de esta década (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2022).

A lo anterior se suma la rigidez de los contratos de transporte, que suelen estar diseñados a largo plazo y con poca flexibilidad dificultando la incorporación de nuevos usuarios o fuentes de gas al sistema, reduciendo la capacidad de adaptación del mercado ante cambios en la oferta o la demanda (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2022).

Por último, los retrasos regulatorios y la complejidad normativa también representan una limitación importante, puesto que, la aprobación de proyectos de infraestructura requiere cumplir con múltiples requisitos técnicos, ambientales y sociales, lo que puede demorar su implementación por meses o incluso años, a su vez, la falta de coordinación entre actores del sector público y privado, lo que complica aún más la ejecución oportuna de las obras necesarias (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023).

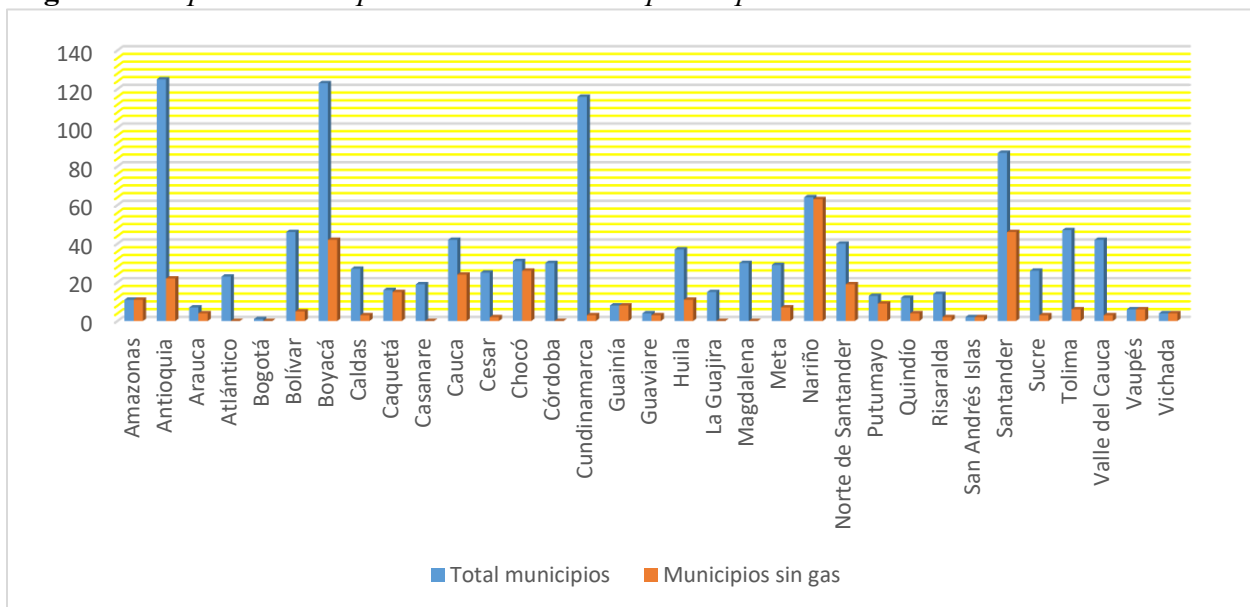
2.4 Casos Críticos de Departamentos sin Acceso

En pleno siglo XXI, acceder a una fuente de energía moderna y confiable sigue siendo un sueño lejano para millones de personas que habitan en zonas rurales, insulares o con difícil acceso geográfico. A pesar del progreso en materia de infraestructura energética, aún persisten extensas

regiones donde los gasoductos no llegan, y donde el suministro de gas natural es inexistente o intermitente. Esta situación va mucho más allá de un problema técnico o logístico: es un reflejo claro de la desigualdad territorial que sigue afectando el derecho al bienestar, al desarrollo y a la sostenibilidad.

El siguiente mapa presenta la distribución geográfica de los municipios colombianos sin acceso al servicio de gas natural por departamento. Esta representación permite identificar con mayor precisión las regiones más afectadas por las brechas energéticas actuales.

Figura 3. Mapa de Municipios sin Acceso a Gas por Departamento



Fuente: (Promigas, 2024)

Nota: Este patrón geográfico confirma que las regiones con mayores limitaciones en infraestructura energética son, en su mayoría, las mismas que presentan altos índices de pobreza multidimensional, aislamiento geográfico y bajo acceso a servicios públicos (Promigas, 2024).

En estas comunidades, las familias dependen diariamente de fuentes de energía contaminantes, ineficientes y costosas, como la leña, el carbón, el diésel o el GLP en cilindros. Esta realidad no solo representa un obstáculo para mejorar las condiciones de vida, sino también

una amenaza constante para la salud pública, especialmente en mujeres y niños que están expuestos a la combustión en espacios cerrados (Angulo et al., 2023).

Frente a las dificultades técnicas y económicas que implica ampliar las redes de gasoductos tradicionales, el Gas Natural Licuado (GNL) se posiciona como una alternativa real, eficaz y urgente. Su capacidad para ser transportado en estado líquido reduciendo su volumen hasta 600 veces. Permite que el gas llegue por carretera o vía marítima, a zonas que de otro modo seguirían completamente aisladas del sistema energético nacional. Países como España ya han demostrado su eficacia: solo en 2019, se movilizaron más de 43 000 cisternas de GNL para abastecer poblaciones sin conexión a redes de transporte convencionales (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2021).

2.5 Necesidad de Alternativas Como el GNL en Lugares Apartados

En el caso colombiano, donde aún miles de hogares carecen de acceso al gas natural, adoptar soluciones como el GNL ya no puede considerarse una opción secundaria: es una prioridad nacional si se busca avanzar hacia una transición energética justa, con criterios de equidad y sostenibilidad. Ignorar esta necesidad significa perpetuar las brechas históricas entre territorios conectados y marginados, y frenar el desarrollo de comunidades con gran potencial económico y social (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2022).

En consecuencia, el GNL debe entenderse no solo como una fuente de energía alterna, sino como una herramienta de inclusión social y territorial, una vía para llevar progreso, salud y dignidad a donde la infraestructura tradicional aún no ha llegado, y posiblemente no llegará en el corto plazo. Su adopción oportuna puede marcar el punto de inflexión que tanto se necesita para

cerrar la brecha energética entre lo urbano y lo rural, entre el centro y la periferia, entre los que tienen energía y los que aún la esperan.

3 Fundamentos Técnicos De La Licuefacción Del Gas Natural

3.1 Composición y Propiedades del Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros en fase gaseosa, ampliamente reconocido como uno de los principales recursos fósiles en la matriz energética actual. La composición química del gas natural no es uniforme, ya que está determinada por las características geológicas del yacimiento del cual se extrae y puede alterarse significativamente cuando, en superficie, se mezclan gases provenientes de distintas regiones o fuentes de producción. Estas variaciones influyen directamente sobre propiedades fundamentales como la densidad y el peso molecular, factores clave en el diseño y operación de sistemas de transporte, procesamiento y licuefacción. Según su contenido, el gas natural puede clasificarse como seco, cuando predomina el metano, o rico (también llamado húmedo), si contiene una proporción importante de hidrocarburos pesados. Asimismo, en función de la concentración de compuestos sulfurados, se distingue entre gas dulce y gas agrio; y desde una perspectiva geológica, se clasifica en convencional o no convencional, de acuerdo con el tipo de formación y el mecanismo de acumulación (Restrepo et al., 2021).

Para comprender con mayor profundidad el comportamiento del gas natural, resulta necesario abordar las propiedades que lo caracterizan. Estas se pueden clasificar en tres grandes grupos: físicas, químicas y termodinámicas. Estas propiedades permiten establecer relaciones entre la cantidad de sustancia, el espacio que ocupa y su interacción con la fuerza de gravedad, lo cual resulta esencial tanto para cálculos de flujo y presión como para evaluaciones termodinámicas y energéticas.

Desde el punto de vista físico, propiedades como la masa, el volumen y la densidad resultan esenciales para el diseño de compresores, tuberías e intercambiadores de calor en procesos de licuefacción. La densidad del gas natural seco suele oscilar entre 0,6 y 0,8 kg/m³ a condiciones estándar (López, 2019). Asimismo, la gravedad específica, que es la relación entre la densidad del gas natural y la del aire en iguales condiciones, se sitúa normalmente entre 0,55 y 0,7, lo que explica su tendencia a elevarse en ambientes cerrados (Menon, 2005). Otra propiedad relevante es la viscosidad, que para el gas natural es baja (alrededor de $1,1-1,4 \times 10^{-5}$ Pa·s), favoreciendo su desplazamiento en sistemas de tuberías (Kidnay et al., 2011).

En cuanto a sus propiedades químicas, la más destacada es su composición, dominada por metano (CH₄) en proporciones superiores al 85 %, seguido de etano, propano, butano, dióxido de carbono, nitrógeno, vapor de agua y trazas de sulfuro de hidrógeno. Esta mezcla lo convierte en un gas inflamable, con un rango de inflamabilidad entre el 5 % y 15 % en volumen en el aire. Además, presenta una temperatura de auto ignición entre 595 °C y 645 °C, lo que le otorga una relativa seguridad frente a combustiones accidentales (Restrepo et al., 2021).

Desde una perspectiva termodinámica, el gas natural posee un poder calorífico superior (PCS) de entre 35 y 40 MJ/m³, dependiendo de la proporción de hidrocarburos presentes. El poder calorífico inferior (PCI) es aproximadamente un 10 % menor, ya que no considera el calor de condensación del agua generada durante la combustión (Kidnay et al., 2011). Para que el gas se convierta en líquido, debe enfriarse hasta aproximadamente -160 °C a presión atmosférica, reduciendo su volumen en más de 600 veces y permitiendo su transporte como GNL (Restrepo et al., 2021).

Una propiedad adicional relevante es el índice de Wobbe, utilizado para asegurar la compatibilidad del gas con equipos de combustión. Este índice se calcula como la relación entre

el PCS y la raíz cuadrada de la densidad relativa, y para el gas natural comercial se encuentra típicamente entre 47 y 54 MJ/m³ (Kidnay et al., 2011).

Además de estas características generales, resulta fundamental analizar la composición específica del gas natural producido en Colombia, ya que esta influye directamente en el diseño y eficiencia de los sistemas de licuefacción locales. La composición del gas natural en Colombia depende de la cuenca de origen, reflejando variaciones entre regiones como los Llanos Orientales y La Guajira. Según un análisis estadístico publicado por la UIS (2019), la mezcla típica del gas producido en campos nacionales presenta entre 68 % y 75 % de metano, junto a cantidades variables de dióxido de carbono, nitrógeno y etano, con menores proporciones de propano y otros hidrocarburos ligeros (Ecopetrol S.A., 2020). Estos rangos coinciden con los perfiles reportados por la UPME, que señalan una predominancia del metano como componente principal, seguido por etano, CO₂ y trazas de nitrógeno y vapor de agua (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023). En la siguiente tabla se presenta un resumen ilustrativo de dicha composición para el gas natural colombiano.

Tabla 4. *Composición Típica del Gas Natural Colombiano*

Componente	Fórmula Química	Porcentaje en Volumen
		(% v/V)
Metano	CH ₄	68-95
Etano	C ₂ H ₆	2-8
Propano	C ₃ H ₈	0,1-2
Butano	C ₄ H ₁₀	0,01-1
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,2-1,5

Nitrógeno	N ₂	0,5-2
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0-0,2
Vapor de Agua	H ₂ O (traza)	0-0,1

Nota: La tabla presenta la composición típica del gas natural colombiano expresada en porcentaje en volumen (% v/v). El metano (CH₄) constituye el componente principal, con un rango entre 68% y 95%, mientras que el etano (C₂H₆) y el propano (C₃H₈) aparecen en menores proporciones (2–8% y 0.1–2%, respectivamente). También se incluyen trazas de butano, dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y vapor de agua, cuya presencia influye en las propiedades de combustión y en los procesos de purificación. Fuente: (Ecopetrol S.A., 2021).

3.2 Principios Termodinámicos de la Licuefacción

El proceso de licuefacción del gas natural se basa en los principios fundamentales de la termodinámica, en particular la primera y segunda ley, así como en los conceptos de entalpía, entropía, ciclos de refrigeración y el comportamiento de los gases reales a bajas temperaturas. El objetivo termodinámico principal es reducir la energía interna del gas hasta alcanzar el punto de burbuja, convirtiéndolo en líquido sin que se generen pérdidas significativas de masa ni energía útil (Hermeling, 2024).

La primera ley, o ley de conservación de la energía, establece que la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma. En la licuefacción, se extrae energía térmica del gas natural mediante la interacción con un fluido refrigerante. El trabajo necesario para esta extracción depende del ciclo de refrigeración implementado y de la presión del sistema. La variación de entalpía del gas representa la cantidad de calor que debe retirarse para alcanzar el cambio de fase (Hermeling, 2024).

La segunda ley impone límites a la eficiencia de los sistemas de conversión de energía. En el contexto de la licuefacción, se busca que el proceso ocurra con una producción mínima de entropía, es decir, que sea lo más reversible posible. Para ello, los ciclos se diseñan considerando etapas de compresión, enfriamiento y expansión cercanas a condiciones isentrópicas (sin variación de entropía) e isotérmicas (a temperatura constante), las cuales maximizan la eficiencia térmica (Smith et al., 2005).

En condiciones estándar, el metano permanece en fase gaseosa. Para transformarlo en líquido, su temperatura debe descender por debajo de los $-161,5\text{ °C}$ a presión atmosférica, según su punto de ebullición. Esta transformación se representa en un diagrama T-s (temperatura-entropía), donde se observa cómo al reducir la temperatura y mantener la presión, el gas entra en la región de cambio de fase (Smith et al., 2005).

A diferencia de un gas puro, el gas natural es una mezcla multicomponente, cuyo comportamiento no se puede predecir con precisión mediante las leyes del gas ideal. A temperaturas criogénicas, las desviaciones respecto al comportamiento ideal se hacen evidentes, por lo que es necesario utilizar ecuaciones de estado como Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong para estimar con mayor precisión los parámetros termodinámicos. La ecuación de Peng-Robinson es ampliamente utilizada por su precisión en condiciones de alta presión, mientras que el modelo SRK es preferido cuando se prioriza una menor carga computacional en simulaciones de mezclas no ideales (Poling et al., 2001).

3.3 Ventajas Operativas del GNL

El Gas Natural Licuado (GNL) se ha convertido en una alternativa estratégica dentro del sector energético, no solo por su bajo impacto ambiental, sino también por sus múltiples ventajas operativas frente a otros combustibles fósiles. Una de sus principales características es la reducción

de volumen durante la licuefacción, lo que permite almacenarlo y transportarlo de forma eficiente a grandes distancias, sin depender de extensas redes de gasoductos. Esta condición le otorga una logística flexible y adaptable para abastecer zonas no interconectadas, rurales o de difícil acceso, lo cual resulta especialmente relevante en países como Colombia, donde la topografía representa una barrera natural para el desarrollo de infraestructura tradicional (Restrepo et al., 2021).

Desde una perspectiva más amplia, el GNL ofrece una cadena de suministro versátil y escalable, que permite ajustar la capacidad operativa a la demanda real del mercado. Esta característica no solo optimiza los costos logísticos, sino que también favorece la planificación energética de mediano y largo plazo, al permitir contar con reservas estratégicas almacenadas en terminales criogénicas. Además, su almacenamiento independiente del sistema de distribución convencional representa una ventaja para mantener el suministro en situaciones de emergencia o alta variabilidad en la demanda, como fenómenos climáticos extremos o fallos en redes eléctricas (Álvarez Pelegry & Balbás Peláez, 2003).

Otra ventaja operativa fundamental del GNL es su modularidad. Las plantas de licuefacción, transporte y regasificación pueden diseñarse en formato compacto y escalable, lo que reduce significativamente las inversiones iniciales requeridas y facilita la implementación de soluciones energéticas en territorios aislados o con bajo nivel de demanda. Este modelo operativo ha demostrado ser eficiente para proyectos en islas, zonas de frontera o centros industriales desconectados, donde las soluciones convencionales resultan técnicas o económicamente inviables (Restrepo et al., 2021).

El GNL mejora la confiabilidad del suministro y la eficiencia energética del sistema. Su uso como combustible para generación eléctrica distribuida, abastecimiento vehicular o transporte marítimo no solo amplía su campo de aplicación, sino que también permite cumplir con normativas

ambientales cada vez más estrictas. Además, su bajo nivel de emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno lo convierte en un combustible de transición ideal frente al diésel o fuelóleo, mejorando el perfil ambiental de las operaciones sin sacrificar rendimiento técnico ni estabilidad en el abastecimiento (Álvarez Pelegry & Balbás Peláez, 2003; Restrepo et al., 2021).

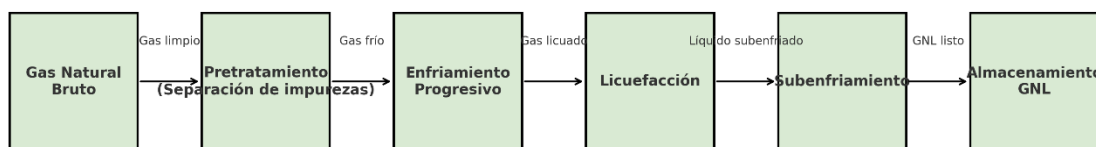
3.4 Requisitos de Presión y Temperatura

El proceso de licuefacción del gas natural requiere condiciones extremadamente controladas de presión y temperatura para inducir el cambio de fase de estado gaseoso a líquido. Esta transformación es crucial, ya que permite reducir el volumen del gas en más de 600 veces, facilitando así su almacenamiento y transporte en forma de Gas Natural Licuado (GNL), particularmente en regiones que no cuentan con redes de gasoductos (Restrepo et al., 2021).

Para lograr este cambio de fase, el gas natural debe ser enfriado hasta alcanzar aproximadamente $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica. No obstante, la temperatura exacta puede variar dependiendo de la composición específica del gas, ya que la presencia de hidrocarburos como etano y propano modifica su comportamiento termodinámico (Restrepo et al., 2021).

Para una mejor comprensión del fenómeno, en el gráfico 4 se presenta el esquema general del proceso de transformación del gas natural desde su estado gaseoso hasta la fase líquida. Este diagrama ilustra de manera simplificada las etapas de enfriamiento progresivo y el cambio de fase a temperaturas criogénicas, destacando los puntos críticos de temperatura y presión que intervienen en la licuefacción.

Figura 4. Esquema General del Proceso de Licuefacción de Gas Natural



Fuente: (Hermeling, 2024)

Nota: Adaptado de un esquema conceptual general de procesos de licuefacción de gas natural, elaborado a partir de (Hermeling, 2024; Mokhatab et al., 2014a).

Otro parámetro clave es la presión. El metano presenta una presión crítica de aproximadamente 4,6 MPa (45,8 atm), por encima de la cual no puede licuarse únicamente mediante compresión. Por esta razón, los sistemas de licuefacción operan generalmente por debajo de ese umbral, incorporando etapas sucesivas de compresión, enfriamiento y expansión que permiten alcanzar las condiciones criogénicas necesarias (Álvarez Pelegry & Balbás Peláez, 2003).

En función de la tecnología adoptada, estas condiciones pueden variar significativamente. Los ciclos modernos de licuefacción emplean refrigerantes puros o mezclas como propano, etileno o metano reciclado, operando en configuraciones de cascada, mezcla o turbo expansión. Cada etapa se adapta a un rango específico de presión y temperatura, según el diseño del sistema. Por ejemplo, los sistemas de preenfriamiento con propano operan entre 200–600 psia, mientras que la etapa final de licuefacción trabaja a presiones de 20–50 psia, justo antes del proceso de expansión Joule–Thomson (Kidnay et al., 2011).

A continuación, se presenta una tabla con los valores operativos típicos utilizados en plantas de GNL:

Tabla 5. *Condiciones Operativas para Licuefacción (-°F, Presión)*

Etapas del Proceso	Temperatura (°F)	Presión (psia)	Descripción
Preenfriamiento	-40 a -60	250-600	Se reduce la temperatura inicial del gas usando refrigeración con propano.

Enfriamiento medio	-100 a -140	100-400	Se continúa el descenso térmico con etano u otros refrigerantes medios. Se alcanza el punto de
Licuefacción final	-240 a -260	15-50	ebullición y el gas pasa a estado líquido.
Subenfriamiento (previo a almacenamiento)	-260 a -265	14-30	Enfriamiento adicional por expansión isoentálpica antes de almacenamiento.

Nota: La tabla resume las etapas principales del proceso de licuefacción de gas natural, indicando sus respectivos rangos de temperatura y presión. El proceso inicia con un preenfriamiento a temperaturas moderadamente bajas, seguido por una fase de enfriamiento intermedio en la que se alcanza un rango térmico más criogénico. La etapa crítica corresponde a la licuefacción final, donde el gas desciende hasta su punto de ebullición, y se completa con un subenfriamiento adicional que garantiza la estabilidad del producto durante el almacenamiento.

Fuente: elaboración propia con base en (Guo & Ghalambor, 2014; Kidnay et al., 2011).

Para complementar el análisis de las condiciones termodinámicas, resulta esencial comprender el comportamiento del metano frente a los cambios simultáneos de temperatura y presión. Este comportamiento se describe a través de su envolvente de fases, también conocida como curva de saturación líquido–vapor (Smith et al., 2005).

Dicha envolvente delimita las regiones en las que el metano se encuentra en estado líquido, vapor o en equilibrio bifásico, y constituye una herramienta fundamental para el diseño de procesos de licuefacción y manejo criogénico del gas natural (Kidnay et al., 2011). En la curva, se

identifican dos trayectorias clave: el punto de burbuja (donde el líquido empieza a vaporizarse) y el punto de rocío (donde el vapor comienza a condensarse). En el caso del metano puro, ambos puntos coinciden en magnitud, recorriendo la misma curva en direcciones opuestas, ya que la transición entre fases ocurre a lo largo de una única línea de equilibrio (Perry & Green, 2008).

La tabla de datos empleada en este análisis abarca el rango de equilibrio entre $-182\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-82\text{ }^{\circ}\text{C}$, con presiones desde 1,7 psia hasta el punto crítico del metano (~ 664 psia). Estos valores permiten construir con precisión la curva de cambio de fase del metano, información que es crucial para la planificación de ciclos de licuefacción con refrigerantes como propano, etano o mezclas criogénicas. Asimismo, su representación gráfica resulta didáctica para comprender los principios termodinámicos en plantas de GNL y sistemas de almacenamiento a baja temperatura (Guo & Ghalambor, 2014). A continuación, se presenta el gráfico correspondiente a la curva de licuefacción del metano.

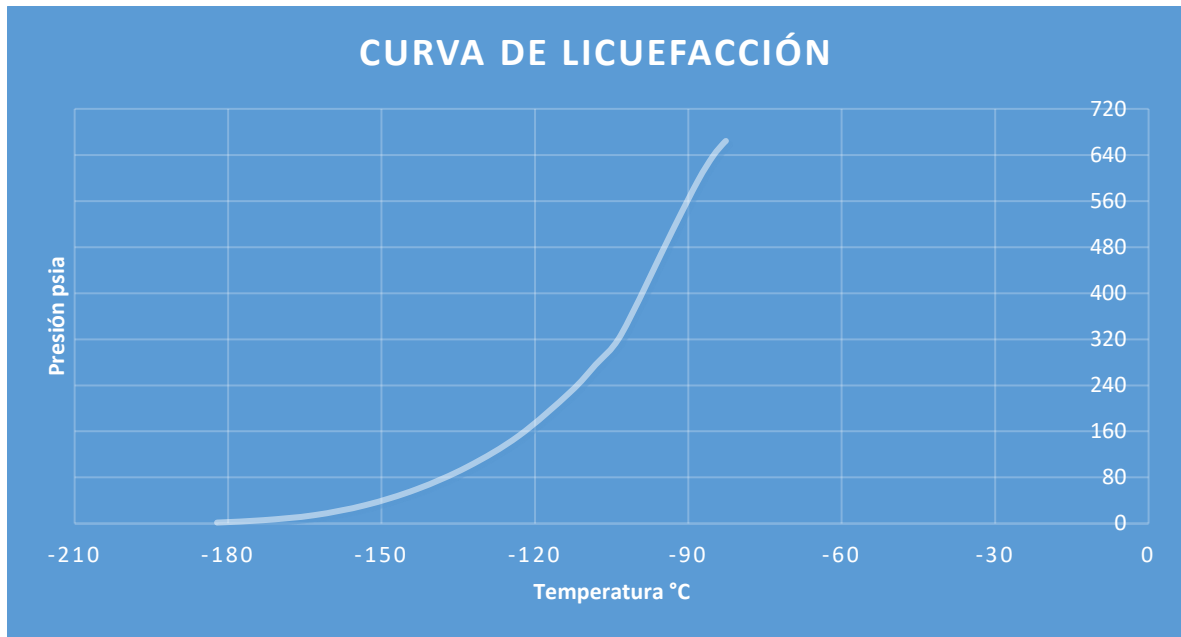
Tabla 6. *Presión VS Temperatura*

Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Presión (psia)
-182,15	1,7
-173,15	5,8
-163,15	14,5
-153,15	31,91
-143,15	59,47
-133,15	98,63
-123,15	152,29
-113,15	227,71
-108,15	275,57
-103,15	327,79
-93,15	507,63
-88,15	594,66
-85,15	638,17
-83,15	659,92
-82,65	664,27

Nota: A partir de los valores de temperatura y presión presentados en esta tabla se elaboró el

Gráfico 5. Fuente: (Perry & Green, 2008).

Figura 5. *Curva de Licuefacción (Presión VS Temperatura)*



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de (Perry & Green, 2008).

4 Tecnologías De Licuefacción

El proceso de licuefacción del gas natural ha evolucionado significativamente desde sus primeras aplicaciones industriales, incorporando diversos esquemas de refrigeración que buscan optimizar el consumo energético, reducir los costos de capital y mejorar la adaptabilidad de las tecnologías a distintas condiciones geográficas y escalas de producción. A medida que la demanda de Gas Natural Licuado (GNL) se ha expandido hacia regiones remotas o no interconectadas, las tecnologías de licuefacción a pequeña escala se consolidan como una alternativa estratégica para garantizar el acceso energético con eficiencia, seguridad y flexibilidad operativa (Restrepo et al., 2021).

Este capítulo presenta un análisis técnico y comparativo de las principales tecnologías criogénicas utilizadas en la licuefacción de gas natural a pequeña y mediana escala. Se abordan en detalle los fundamentos, ventajas, limitaciones y criterios de selección de configuraciones como el ciclo de refrigeración en cascada (CRC), el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR), el ciclo de refrigerante mixto dual (DMR), el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) y el sistema híbrido C3MR con preenfriamiento por propano.

Con base en estos criterios, se examina su aplicabilidad de acuerdo con el contexto geográfico, el nivel de demanda energética, y los requisitos de modularidad e instalación, factores especialmente relevantes en regiones con restricciones logísticas o ambientales para la construcción de infraestructura tradicional.

A continuación, se desarrollan los principios de operación y aspectos clave de cada tecnología, destacando su rol en la expansión del GNL como solución energética descentralizada.

4.1 Ciclo de Refrigeración en Cascada

El ciclo de refrigeración en cascada (CRC) representa una de las tecnologías más consolidadas y eficientes para la licuefacción de gas natural (GN), especialmente cuando se emplean refrigerantes de componentes puros. Este sistema se basa en una serie de ciclos de refrigeración conectados térmicamente, donde cada ciclo opera en un rango de temperatura diferente, y permite alcanzar las condiciones criogénicas necesarias para licuar el GN a aproximadamente -162 °C (Zhang et al., 2020a).

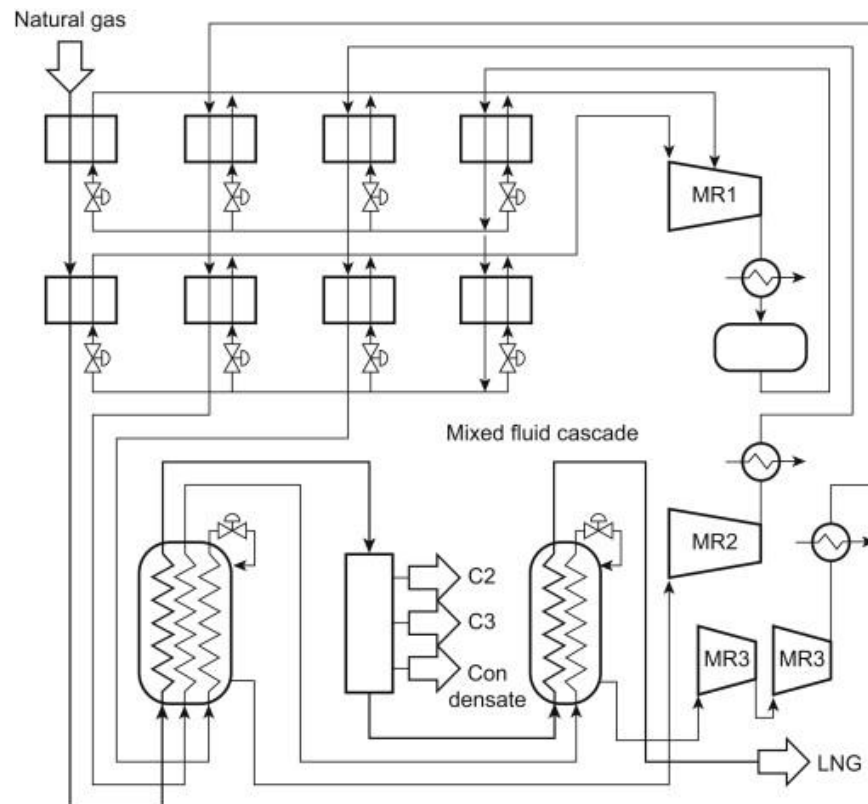
4.1.1 Fundamentos del Ciclo en Cascada

Un sistema típico de cascada emplea de dos a tres niveles de refrigeración. Cada nivel incluye su propio refrigerante, compresores, intercambiadores de calor y válvulas de expansión. Los refrigerantes usados comúnmente en estos sistemas incluyen propano (R290), etileno (R1150)

y metano (R50), seleccionados por sus características termo-físicas favorables a cada rango de temperatura. El diseño escalonado permite maximizar la eficiencia termodinámica, minimizando la irreversibilidad del proceso de transferencia de calor entre el gas natural y los refrigerantes (Eiksund et al., 2018).

A continuación, se presenta el diagrama de flujo de proceso del ciclo de refrigerante mixto en cascada, el cual emplea entre dos y tres niveles de refrigeración con mezclas de hidrocarburos como propano, etileno y metano. Su diseño escalonado, compuesto por compresores, intercambiadores y válvulas de expansión, permite una transferencia de energía más eficiente y facilita la licuefacción del gas natural hasta su conversión en GNL (Kidnay et al., 2011; Mokhatab et al., 2014a).

Figura 6 Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigeración en Cascada



Fuente: (Bahadori, 2014)

Nota: El proceso de licuefacción en cascada de refrigerantes mixtos (MFC) consiste en enfriar el gas natural en etapas sucesivas a través de tres circuitos de mezclas refrigerantes (MR1, MR2 y MR3). Cada uno opera a un rango de temperatura diferente, transfiriendo frío en los intercambiadores de calor y reduciendo gradualmente la temperatura del gas hasta alcanzar el punto criogénico necesario para su licuefacción y almacenamiento como GNL (Bahadori, 2014).

4.1.2 Selección de Refrigerantes y Configuración Óptima

El proceso de licuefacción en cascada con componentes puros se optimiza significativamente al usar R290 para la etapa de preenfriamiento, R1150 para la refrigeración intermedia y R50 para el subenfriamiento final. Su estudio concluyó que, para alcanzar una eficiencia energética comparable con sistemas de refrigerantes mixta, un diseño en cascada de al menos 11 etapas es requerido (Eiksund et al., 2018).

Este tipo de procesos también presenta ventajas operativas, como una mayor estabilidad ante condiciones fuera del punto de diseño y una operación más sencilla de controlar, lo que los hace atractivos para aplicaciones en regiones aisladas o con variabilidad de demanda (Restrepo et al., 2021).

4.1.3 Aplicaciones y Relevancia Energética

El ciclo en cascada ha sido históricamente utilizado en plantas de gran escala. La primera planta comercial en Argelia (1964) ya utilizaba esta tecnología, y más recientemente la planta de Darwin en Australia (2006) también adoptó una configuración en cascada de refrigerantes puros (Eiksund et al., 2018). En el contexto colombiano, el ciclo en cascada ha sido identificado como viable para la producción de GNL a pequeña escala, lo cual representa una solución estratégica para llevar energía a regiones no interconectadas, particularmente en la zona Caribe e interior del país (Restrepo et al., 2021).

4.1.4 Optimización Energética

Desde el punto de vista termodinámico, la eficiencia de un sistema en cascada depende del número de etapas de compresión, la integración térmica entre ciclos y la configuración de los intercambiadores de calor. Las investigaciones más recientes, como las de (Zhang et al., 2020a), han demostrado que es posible reducir el consumo energético específico (kWh/ton GNL) mediante técnicas de optimización multiobjetivo, incluyendo algoritmos genéticos y simulaciones basadas en Aspen HYSYS (Eiksund et al., 2018).

Además, los procesos con integración térmica entre etapas pueden recuperar parte del calor residual entre ciclos, reduciendo aún más el requerimiento energético total. Este aspecto es crucial para mejorar la competitividad del GNL en mercados donde el costo de la energía y las emisiones de CO₂ son factores críticos (Mokhatab et al., 2014a).

4.2 Ciclo de Refrigerante Mixto Simple

El ciclo de refrigerante mixto simple (Single Mixed Refrigerant, SMR) representa una de las tecnologías más utilizadas en la licuefacción de gas natural (GNL), especialmente en plantas de escala mediana y pequeña debido a su diseño compacto y su eficiencia operativa. A diferencia de los ciclos en cascada con refrigerantes puros (como el R290, R1150 y R50), el ciclo SMR emplea una mezcla cuidadosamente formulada de varios componentes refrigerantes que se comportan como un solo fluido funcional en todo el proceso (Mokhatab et al., 2019).

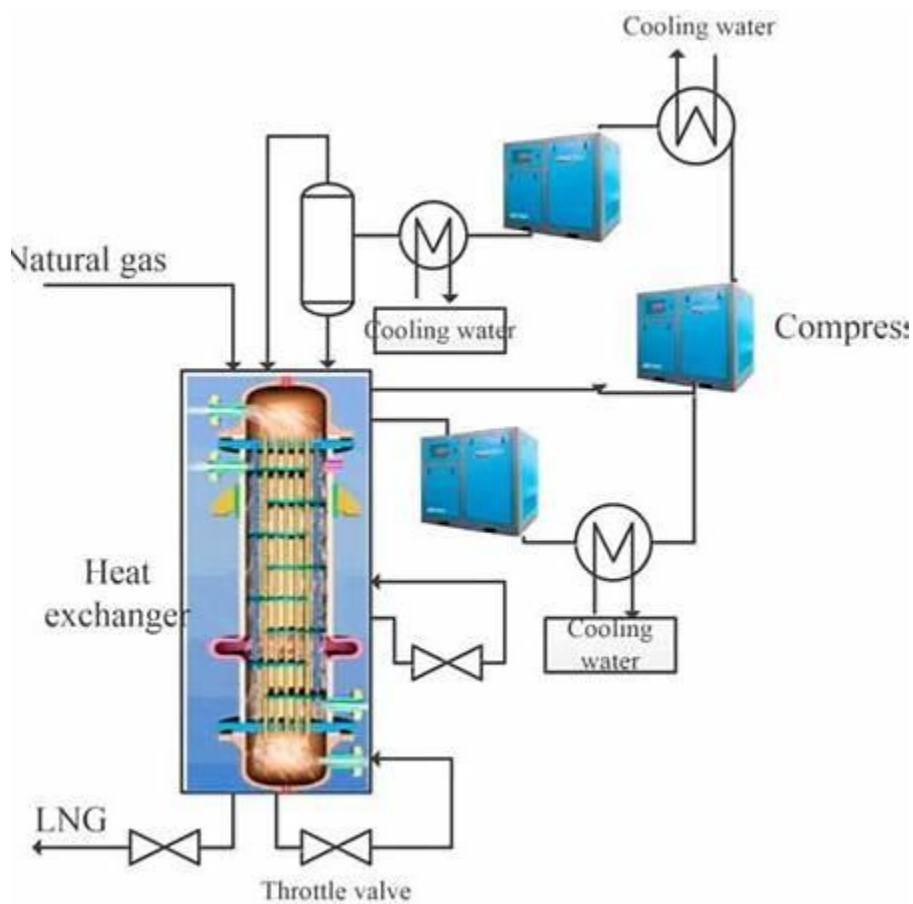
4.2.1 Principio de Funcionamiento del Ciclo SMR

El ciclo SMR se basa en el uso de una mezcla de refrigerantes (normalmente N₂, CH₄, C₂H₆, C₃H₈ e i-C₅H₁₂) que recorre un único circuito de refrigeración para llevar el gas natural desde temperatura ambiente hasta aproximadamente -160 °C. Este refrigerante mixto se enfría primero mediante un sistema de pre-cooler (generalmente con agua o aire), se comprime en uno o

más compresores, se condensa y luego se expande a través de una válvula de expansión o un turbo expansor antes de ingresar al intercambiador de calor principal (MCHE). Allí, intercambia energía térmica con el gas natural que se está licuando (Lim et al., 2020).

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR). En este proceso, el refrigerante es enfriado en un precoolero, comprimido, condensado y posteriormente expandido antes de ingresar al intercambiador de calor principal (MCHE), donde transfiere energía térmica al gas natural hasta alcanzar temperaturas cercanas a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, permitiendo su licuefacción (Bahadori, 2014; Mokhatab et al., 2014a).

Figura 7. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigerante Mixto Simple



Fuente: (Bahadori, 2014)

Nota: El ciclo de refrigerante mixto simple (SMR) emplea una sola mezcla de hidrocarburos ligeros como fluido de trabajo para enfriar y licuar el gas natural. El refrigerante es comprimido, enfriado con agua y luego expandido a través de una válvula, produciendo el efecto criogénico necesario en el intercambiador principal de calor. De este modo, el gas natural desciende progresivamente en temperatura hasta alcanzar su licuefacción, obteniéndose GNL listo para almacenamiento y transporte (Bahadori, 2014).

4.2.2 Ventajas Técnicas del Ciclo SMR

- **Simplicidad:** Al usar una sola mezcla refrigerante y un solo tren de intercambiadores, reduce la complejidad mecánica comparado con ciclos en cascada (Mokhatab et al., 2019)
- **Compacidad:** Ideal para instalaciones modulares o en regiones remotas (Restrepo et al., 2021).
- **Versatilidad:** Es posible ajustar la composición del refrigerante para adaptarse a condiciones ambientales o demandas de eficiencia (Lim et al., 2020).

4.2.3 Selección y Composición del Refrigerante Mixto

La mezcla ideal suele estar compuesta por componentes que tienen diferentes puntos de ebullición, lo que permite una coincidencia más eficiente de la curva de entalpía entre el refrigerante y el gas natural durante el intercambio de calor. El propano y el etano aportan potencia de refrigeración en las zonas intermedias, mientras que el metano y el nitrógeno ayudan en las zonas criogénicas (Mokhatab et al., 2019).

4.2.4 Comparación con Otros Ciclos

Para igualar la eficiencia de un ciclo SMR, un sistema en cascada de componentes puros necesita al menos 11 etapas de compresión, lo cual complica su diseño e incrementa los costos de capital. Por ello, el ciclo SMR sigue siendo una opción competitiva en muchos escenarios industriales (Eiksund et al., 2018).

4.2.5 Desafíos y Oportunidades de Mejora

Aunque el ciclo SMR tiene ventajas, también enfrenta retos en la optimización del consumo energético y la recuperación de calor. Investigaciones como las de (Lim et al., 2020) proponen integrar el ciclo con estrategias de recuperación de calor y algoritmos de optimización (como genéticos o PSO) para mejorar su desempeño.

4.2.6 Aplicaciones Destacadas

Plantas como la de Melkøya en Noruega han demostrado que los ciclos de refrigerantes mixtos pueden competir en eficiencia incluso con los sistemas en cascada más avanzados. Estas plantas logran tasas de consumo energético por debajo de 250 kWh/tonelada de GNL, siendo el ciclo SMR una parte fundamental de esa eficiencia (Lim et al., 2020).

4.3 Ciclo de Refrigerante Mixto Dual

El Dual Mixed Refrigerant (DMR) es una evolución avanzada del ciclo de refrigerante mixto que incorpora dos lazos refrigerantes separados: uno dedicado a preenfriar el gas natural y otro para la licuefacción y subenfriamiento. Este enfoque permite una mejor coincidencia térmica y mayor eficiencia energética comparado con los sistemas SMR o C3MR tradicionales (Ma et al., 2017).

4.3.1 Principio de Funcionamiento del Ciclo de Refrigerante Mixto Dual

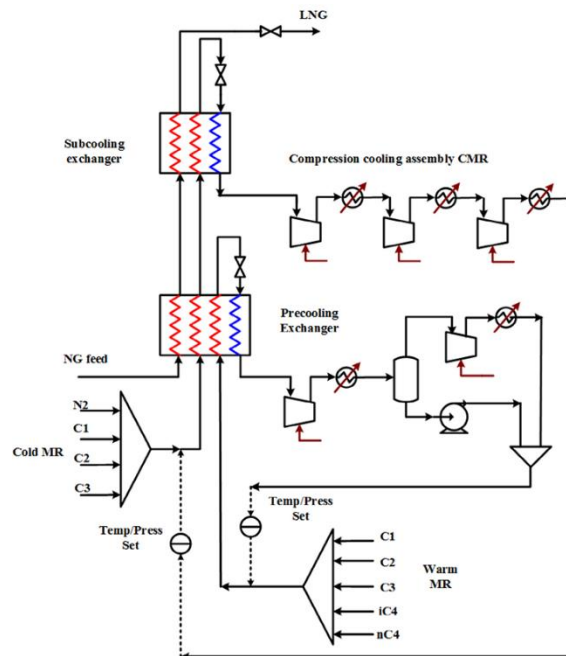
El ciclo de refrigerante mixto dual (DMR, por sus siglas en inglés) constituye una variante del ciclo de refrigerante mixto simple (SMR) y se caracteriza por el empleo de dos mezclas refrigerantes independientes que operan a diferentes rangos de temperatura. Esta configuración permite dividir la carga térmica del proceso en etapas, mejorando la eficiencia global y reduciendo el consumo energético en comparación con los esquemas tradicionales de un solo refrigerante (Kidnay et al., s. f.; Mokhatab et al., 2014a).

En la primera etapa, el gas natural pretratado se enfría en un intercambiador mediante un refrigerante mixto cálido (Warm MR), compuesto principalmente por hidrocarburos como propano y etano. Este refrigerante se comprime, se enfría con agua y posteriormente se expande, generando el efecto de refrigeración necesario para reducir la temperatura inicial del gas a un nivel intermedio (Kidnay et al., 2011).

Posteriormente, en la segunda etapa, el gas parcialmente enfriado entra al intercambiador principal criogénico, donde interactúa con el refrigerante mixto frío (Cold MR), integrado usualmente por metano, etano y nitrógeno. Esta corriente, tras pasar por procesos de compresión, enfriamiento y expansión, logra descender la temperatura del gas natural hasta valores cercanos a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, provocando su cambio de fase a líquido (Lee et al., 2016).

De esta manera, el ciclo DMR combina la acción de dos refrigerantes mixtos que actúan de manera escalonada: uno encargado del preenfriamiento y otro del enfriamiento profundo y la licuefacción final. Esta disposición permite alcanzar una mayor eficiencia energética, facilita la operación en ambientes cálidos y se ha convertido en una de las tecnologías preferidas para proyectos offshore y plantas flotantes de GNL (FLNG), donde la optimización del consumo energético y la confiabilidad del proceso son factores críticos (Lee et al., 2016; Mokhatab et al., 2014a).

A continuación, se ilustra el ciclo de refrigerante mixto dual (DMR), variante del ciclo SMR que utiliza dos mezclas independientes para distintos rangos de temperatura. En la primera etapa, el gas natural se enfría con un refrigerante cálido (Warm MR), y en la segunda se somete a un refrigerante frío (Cold MR), logrando su licuefacción. Esta disposición escalonada incrementa la eficiencia energética y ha consolidado al ciclo DMR como una tecnología clave en proyectos offshore y plantas flotantes de GNL (Kidnay et al., 2011; Lee et al., 2016; Mokhatab et al., 2014a).

Figura 8. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de Refrigerante Mixto Dual

Fuente: (Lee et al., 2016)

Nota: El ciclo de refrigerante mixto dual (DMR) utiliza dos mezclas de refrigerantes que operan en rangos de temperatura distintos: una mezcla cálida para el preenfriamiento y una mezcla fría para el subenfriamiento y la licuefacción final del gas natural. Esta disposición escalonada permite mejorar la eficiencia energética y alcanzar las condiciones criogénicas necesarias para obtener GNL (Lee et al., 2016).

4.3.2 Ventajas Operativas y Energéticas

- **Eficiencia superior:** consumos energéticos entre un 10 % y un 50 % inferiores a los sistemas de precooling solo con propano (SMR/C3MR), dependiendo del diseño y la optimización (Ma et al., 2017).
- **Flexibilidad operativa:** permite ajustar la composición del refrigerante de preenfriamiento según la variabilidad estacional sin afectar el lazo de licuefacción principal (Gao et al., 2022).

Por ejemplo, se han reportado reducciones del 25 % en costos unitarios y mejor COP en sistemas BOG para transportadores de LNG (Tan et al., 2018).

4.3.3 Optimización y Parámetros Críticos

La temperatura de preenfriamiento y las proporciones de cada refrigerante para cada lazo son clave para minimizar el consumo energético específico (SEC). El uso de una mezcla de etano/propano es óptimo para preenfriado, y una combinación con nitrógeno y metano en el lazo secundario reduce significativamente el consumo de potencia (Ma et al., 2017)

Un estudio de (Gao et al., 2022) muestra que el diseño de la tecnología DMR con turbo-expansores y algoritmo optimizado puede ahorrar hasta 12.9 % del CAPEX y 7.4 % de OPEX respecto al ciclo C3MR clásico.

4.4 Ciclo de Expansión con Nitrógeno

El ciclo de expansión con nitrógeno (Nitrogen Expander Cycle) es una de las tecnologías más simples empleadas en la licuefacción de gas natural, especialmente en plantas de pequeña escala y proyectos flotantes de GNL (FLNG). Su principio de funcionamiento se basa en el uso del nitrógeno como único refrigerante, el cual se comprime, enfría y expande para generar las bajas temperaturas requeridas para la licuefacción (Bahadori, 2014; Mokhatab et al., 2014a).

En la primera etapa, el nitrógeno es comprimido en un compresor multietapa y posteriormente enfriado con agua o aire para reducir su temperatura antes de ingresar al intercambiador criogénico. Luego, mediante una expansión isentrópica en una turbina o válvula de expansión (efecto Joule–Thomson), el nitrógeno reduce su temperatura de manera significativa, produciendo el frío necesario (Kidnay et al., 2011).

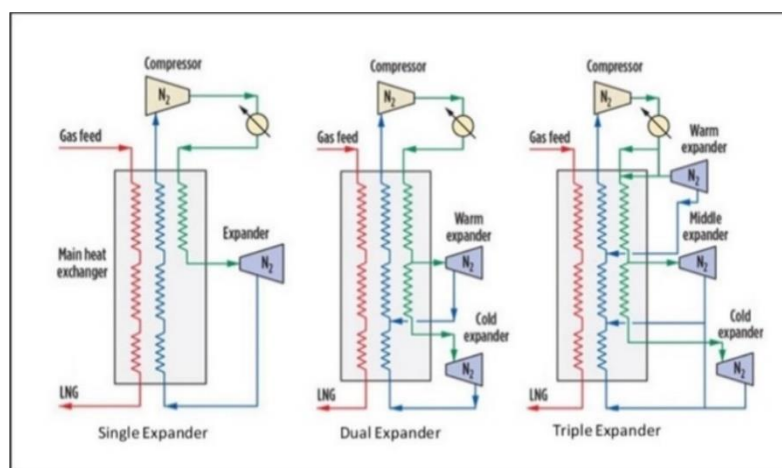
El gas natural pretratado (libre de CO₂, H₂S y agua) pasa a través del intercambiador principal de calor, donde el nitrógeno expandido absorbe energía térmica y desciende progresivamente su temperatura hasta alcanzar el punto criogénico de licuefacción, cercano a -160

°C. Finalmente, se obtiene GNL (Gas Natural Licuado), listo para almacenamiento o transporte (Mokhatab et al., 2014a).

Este ciclo presenta ventajas como su simplicidad operativa, seguridad y facilidad de arranque y parada, pero también limitaciones, dado que su eficiencia energética es menor frente a otras tecnologías de licuefacción como el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR) o el dual (DMR). Por ello, se utiliza principalmente en aplicaciones de pequeña y mediana escala o en plantas móviles (Bahadori, 2014; Lee et al., 2016).

En el siguiente gráfico se presenta el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), una tecnología de licuefacción que emplea al N_2 como único refrigerante. En este proceso, el nitrógeno se comprime, se enfría y luego se expande en una turbina o válvula para generar el frío requerido, mientras que el gas natural pretratado se enfría progresivamente en el intercambiador principal hasta alcanzar temperaturas criogénicas cercanas a -160 °C. Aunque se caracteriza por su simplicidad y seguridad operativa, presenta menor eficiencia energética que otros ciclos como el SMR o el ciclo DMR (Bahadori, 2014; Kidnay et al., 2011; Mokhatab et al., 2014).

Figura 9. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo de expansión con nitrógeno



Fuente: (Mokhatab et al., 2014a)

Nota: El ciclo de expansión con nitrógeno puede configurarse con uno, dos o tres expansores. En la modalidad de expansor único, el nitrógeno comprimido se expande en una sola etapa para proporcionar el enfriamiento del gas natural. En el esquema de doble expansor, la refrigeración se divide en dos niveles de temperatura mediante un expansor cálido y otro frío, lo que mejora la eficiencia energética. Finalmente, el triple expansor incorpora una etapa intermedia adicional, logrando una aproximación más eficiente a la curva de enfriamiento del gas natural y un mejor desempeño global del proceso de licuefacción.

4.4.1 Fortalezas Técnicas y Aplicaciones Estratégicas

El ciclo NEC ofrece ventajas sustanciales en términos de seguridad, diseño compacto y adaptabilidad territorial. El nitrógeno, como fluido de trabajo, no representa riesgo de incendio ni toxicidad, lo que facilita su empleo en entornos urbanos, remotos o marítimos (Mokhatab et al., 2014a). Además, al prescindir de mezclas refrigerantes, se evita la complejidad en el balance de componentes y el riesgo de deslizamiento de temperatura (Lim et al., 2020).

Desde el punto de vista geoestratégico, el ciclo NEC ha sido adoptado en plantas de GNL descentralizadas, estaciones satélite y unidades móviles en regiones sin acceso a redes troncales de gas, como el Amazonas, el sureste asiático o zonas remotas del Ártico (Restrepo et al., 2021).

4.4.2 Desempeño Energético y Límites Termodinámicos

El ciclo NEC no está exento de desafíos. Su eficiencia térmica, expresada en términos de coeficiente de rendimiento (COP), es inferior a la de ciclos como SMR o DMR. Esto se debe a la baja capacidad calorífica del nitrógeno y al hecho de que se requiere un mayor trabajo de compresión por tonelada de GNL producido. Según (Mokhatab et al., 2014a), el consumo específico de energía (SEC) del ciclo NEC oscila entre 400 y 600 kWh/ton, mientras que para un ciclo SMR puede estar entre 250 y 300 kWh/ton.

4.4.3 Mejoras Potenciales y Evolución Tecnológica

La literatura reciente propone estrategias de optimización como la expansión en doble etapa, el uso de ciclos intermedios de precooling con hidrocarburos ligeros y la integración con ciclos Rankine para la recuperación de calor residual (Lim et al., 2020). Estas configuraciones híbridas permiten reducir las pérdidas por irreversibilidad interna y mejorar la aproximación térmica en los MCHE (Main Cryogenic Heat Exchanger).

4.5 Ciclo C3MR: Propane Precooled Mixed Refrigerant

La tecnología C3MR (Propane Precooled Mixed Refrigerant) es actualmente el esquema de licuefacción de gas natural más utilizado a nivel mundial, siendo responsable de más del 40 % de la capacidad instalada en plantas de GNL (Mokhatab et al., 2014a). Fue desarrollado por Air Products & Chemicals y combina dos etapas de refrigeración: un preenfriamiento con propano (C3) y un ciclo de refrigerante mixto (MR) para alcanzar las temperaturas criogénicas necesarias.

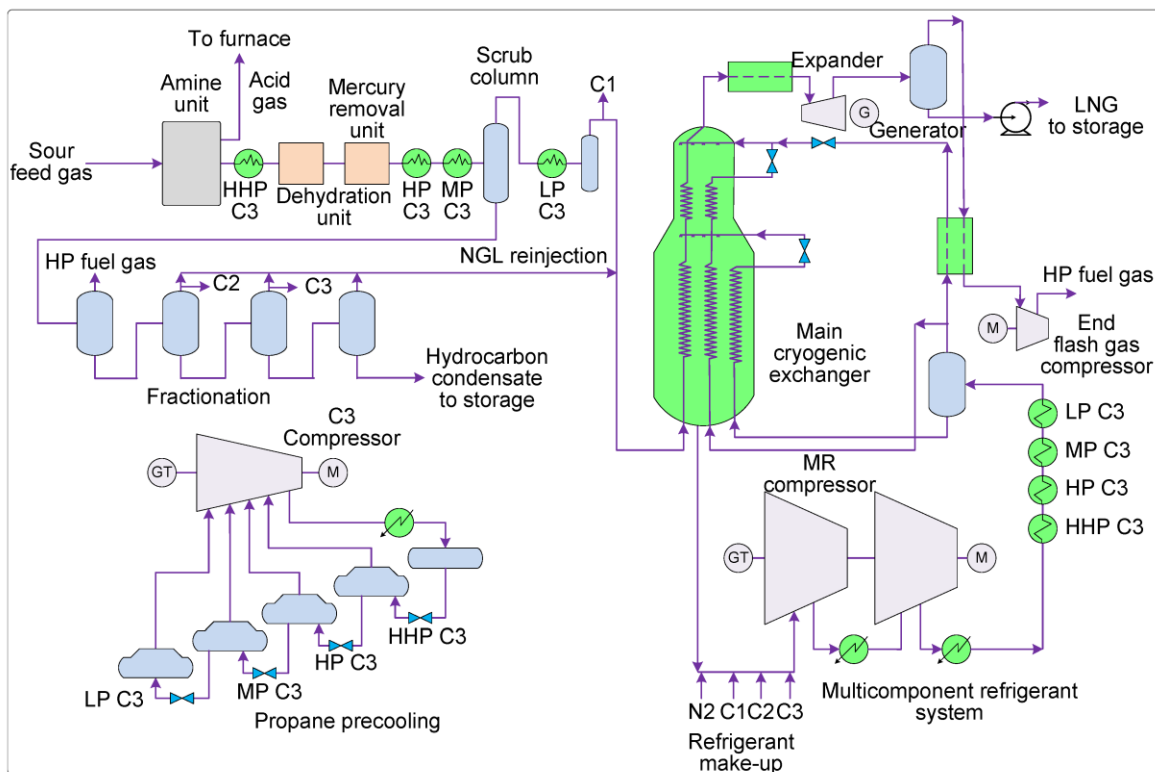
4.5.1 Estructura del Ciclo

El ciclo se divide en dos secciones térmicas principales:

- Etapa de preenfriamiento con propano: En esta primera fase, el gas natural es enfriado desde temperatura ambiente hasta unos -30 a -50 °C mediante un circuito cerrado de propano que opera a tres niveles de presión (alta, media y baja). Esta etapa también enfría parcialmente la mezcla refrigerante (MR) que entra al intercambiador criogénico principal (Venkatarathnam, 2008).
- Etapa criogénica con refrigerante mixto: Una mezcla compuesta por nitrógeno, metano, etano y propano se enfría, condensa y expande, alcanzando temperaturas cercanas a -160 °C. Esta mezcla enfría directamente el gas natural dentro de un intercambiador principal criogénico (MCHE) hasta su punto de licuefacción.

El grafico N° 10 ilustra el ciclo de licuefacción C3MR (Propane Precooled Mixed Refrigerant), ampliamente utilizado en plantas de gran escala. Este proceso se divide en dos secciones principales: una etapa de preenfriamiento con propano, que reduce la temperatura del gas natural desde condiciones ambientales hasta alrededor de -30 a -50 °C mediante un sistema de compresión a distintos niveles de presión, y una etapa criogénica en la que una mezcla de nitrógeno, metano, etano y propano se enfría, condensa y expande en el intercambiador criogénico principal (MCHE), llevando al gas natural a temperaturas cercanas a -160 °C para su licuefacción (Mokhatab et al., 2014a; Venkatarathnam, 2008).

Figura 10. Diagrama de Flujo de Proceso Ciclo C3MR: Propane Precooled Mixed Refrigerant



Fuente: (Mokhatab et al., 2014a).

Nota: El ciclo C3MR combina el preenfriamiento con propano en varios niveles de presión y un refrigerante mixto (N₂, CH₄, C₂H₆ y C₃H₈) encargado del enfriamiento profundo en el

intercambiador criogénico. De este modo, el gas natural tratado se enfría progresivamente hasta producir GNL con alta eficiencia energética (Mokhatab et al., 2014a).

4.5.2 Preenfriamiento con Propano

El preenfriamiento con propano es una de las etapas más críticas y ampliamente utilizadas en los procesos de licuefacción de gas natural (GNL), particularmente en configuraciones como el Propane Precooled Mixed Refrigerant (C3MR). Esta etapa permite reducir la temperatura del gas natural y de los refrigerantes mixtos a un rango intermedio (-30 a -80 °C) antes de ingresar al intercambiador principal criogénico (MCHE), lo cual mejora la eficiencia térmica global del proceso y optimiza el rendimiento de los ciclos posteriores (Mokhatab et al., 2014a).

El propano (C_3H_8) se emplea por sus propiedades termodinámicas ideales para la etapa de preenfriamiento: una presión de operación moderada, alta capacidad calorífica, bajo punto de ebullición (-42 °C a 1 atm) y excelente compatibilidad con materiales industriales. Estas características permiten que el propano condense y evapore eficientemente dentro de los rangos térmicos deseados, sin requerir presiones extremas ni generar riesgos adicionales de operación (Bahadori, 2014).

Según (Venkatarathnam, 2008), el uso de propano también minimiza las pérdidas por irreversibilidad interna y reduce el área necesaria de los intercambiadores al generar un perfil térmico más estrecho (menor ΔT) en el MCHE. Esto se traduce en un ahorro energético directo y un diseño más compacto.

4.5.3 Configuración Técnica del Ciclo con Propano

El ciclo de preenfriamiento con propano suele organizarse en tres niveles de presión y temperatura (alta, media y baja), utilizando compresores multi etapa, condensadores, evaporadores e intercambiadores de calor. El propano líquido se evapora a diferentes presiones para generar un

perfil de enfriamiento escalonado, ajustado al gradiente térmico del gas natural (Mokhatab et al., 2014a).

La estructura típica incluye:

- Compresor de propano multi etapa con Inter enfriadores.
- Condensador de alta presión.
- Tres serpentines evaporadores conectados al intercambiador principal.
- Sistema de recuperación y separación de fases.

Esta arquitectura permite un control preciso del flujo térmico y facilita el acoplamiento con refrigerantes mixtos en las etapas posteriores del ciclo.

4.5.4 Ventajas Operativas y Estratégicas

El preenfriamiento con propano ofrece múltiples ventajas:

- **Alta seguridad operacional:** el propano es inflamable, pero su manejo está estandarizado y bien comprendido a nivel industrial.
- **Disponibilidad y costo:** es un subproducto común en plantas de procesamiento de gas y refinerías, lo que facilita su integración y abastecimiento (Mokhatab et al., 2014a).
- **Reducción de carga térmica sobre el MCHE:** al enfriar previamente el gas natural, se reduce la exigencia térmica sobre los refrigerantes mixtos, permitiendo ciclos más eficientes.

(Venkatarathnam, 2008) añade que esta etapa también evita puntos de estrangulamiento térmico (*pinch points*) en el MCHE, que de no ser controlados, limitarían drásticamente la transferencia de calor y aumentarían el área requerida de intercambio.

4.5.5 *Ventajas Técnicas*

- **Alta eficiencia energética:** Al segmentar la carga térmica en dos etapas, el ciclo C3MR permite un mejor aprovechamiento de los coeficientes de rendimiento (COP) y reduce el trabajo compresor global.
- **Flexibilidad operativa:** Puede adaptarse a distintos climas mediante ajustes en la mezcla refrigerante y el flujo de propano.
- **Fiabilidad industrial:** La operación con propano y refrigerantes bien conocidos mejora la seguridad y facilita el mantenimiento (Venkatarathnam, 2008).

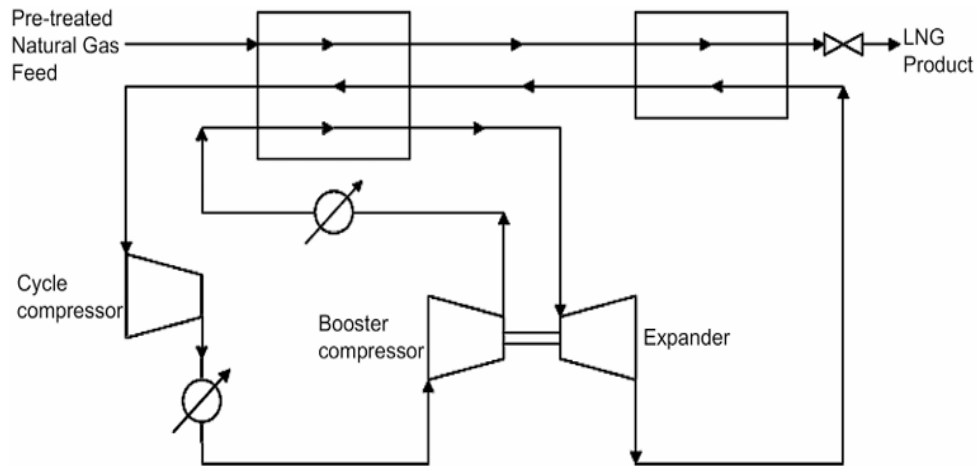
4.6 **Expansión de Gas de Proceso (Metano / BOG)**

La licuefacción mediante expansión del propio gas de proceso pertenece a la familia de ciclos de refrigeración por expansión (derivados del Brayton inverso o del Claude), y se ha consolidado como una alternativa simple, modular y de rápida puesta en marcha para capacidades pequeñas y medianas, así como para la relicuefacción del gas de ebullición de los tanques en buques y terminales de gas natural licuado. En aplicaciones marítimas, los sistemas comerciales de relicuefacción basados en Brayton inverso con refrigerante gaseoso han mostrado una adopción amplia, al mantener la temperatura y la presión del cargamento y permitir el retorno del gas relicuefactado al tanque o su uso parcial como combustible de a bordo (Mokhatab et al., 2014a).

A continuación, se muestra el ciclo de expansión de metano/BOG, perteneciente a la familia de procesos derivados del Brayton inverso. Es una alternativa simple y modular, utilizada en aplicaciones de pequeña y mediana escala, así como en la relicuefacción del gas de ebullición en buques y terminales de GNL, donde permite mantener las condiciones criogénicas del

cargamento y aprovechar el gas como combustible a bordo (Mokhatab et al., 2014; Kidnay et al., 2011).”

Figura 11. Diagrama de Flujo de Proceso Expansión de gas de proceso (metano / BOG)



Fuente: (Mokhatab et al., 2014a).

Nota: El ciclo de expansión de metano/BOG enfría el gas natural mediante compresión, enfriamiento y expansión en turbina, logrando su licuefacción (Mokhatab et al., 2014a).

4.6.1 Fundamento Termodinámico

El principio de operación descansa en extraer trabajo del gas al expandirlo a través de una turbina de expansión. La expansión produce una reducción significativa de la temperatura, y el gas enfriado cede “frío” en un tren de intercambiadores criogénicos para licuar o subenfriar la corriente de alimentación. Cuando el metano (o el gas de ebullición de los tanques) es utilizado como refrigerante del propio ciclo, se evita el manejo de mezclas de refrigerantes externos y se simplifica el inventario de fluidos. En configuraciones comerciales, esta filosofía se implementa tanto en esquemas de reliquefacción de gas de ebullición en buques como en soluciones de licuefacción en tierra a pequeña y mediana escala (Kochunni & Chowdhury, 2019).

4.6.2 Configuraciones Representativas del Proceso

- Reliquefacción del gas de ebullición en buques. En esta configuración, el gas evaporado de los tanques se comprime, se enfría en el “coldbox” y luego se expande en uno o dos expansores para generar la capacidad frigorífica que permite su recondensación y retorno al tanque. Estos sistemas mantienen estable la presión del cargamento y reducen la pérdida de metano, con diseños comerciales que emplean ciclos Brayton inversos con refrigerante gaseoso y módulos compactos de fácil integración con los sistemas de combustible de a bordo (Zhang et al., 2020b).
- Expansión con metano del propio proceso (licuefacción en tierra). En plantas “mini” o “mid-scale”, parte del gas natural de alimentación se comprime, se enfría y se expande para proporcionar el “frío” necesario a la licuefacción. Diversos desarrollos industriales han publicado variantes de uno y dos expansores de metano, con argumentaciones de simplicidad mecánica (menos compresión dedicada a refrigerantes externos) y reducción de potencia respecto a ciclos con nitrógeno, a igualdad de arquitectura (Zhang et al., 2020b).
- Esquemas híbridos y variantes. Se reportan esquemas que combinan la expansión con metano con preenfriamiento externo o con un lazo auxiliar de refrigerante inerte, con el fin de ampliar la ventana operativa en climas cálidos, mejorar el subenfriado y flexibilizar el rango de operación sin penalizaciones energéticas excesivas (Zhang et al., 2020b).

4.6.3 Equipamiento e Integración de la Unidad

Los trenes típicos integran compresores o “companders”, turbo expansores de alta eficiencia isentrópica, intercambiadores de aluminio brazado con adecuados márgenes de aproximación térmica, separadores para la gestión de líquidos y arrastres, y un sistema de control y adquisición de datos que coordina la operación de la unidad de licuefacción con los inventarios de tanque o con el sistema de suministro de combustible (en el caso marítimo). El diseño comercial de módulos compactos de reliquefacción detalla, además, la estrategia de control de presión de los tanques y la posibilidad de derivar una fracción del gas de ebullición como combustible, retornando el excedente reliquefactado al tanque (Wu et al., 2021).

4.6.4 Desempeño Energético y Criterios de Diseño

Desde el punto de vista termodinámico, sustituir el nitrógeno del ciclo Brayton inverso por metano puede reducir el caudal másico circulante y, con ello, la potencia de compresión requerida, debido a propiedades térmicas más favorables del metano (por ejemplo, mayor capacidad calorífica), lo que se traduce en menores demandas de energía en ciertas configuraciones y escalas. El impacto exacto depende de la arquitectura del tren (número de expansores, presencia de preenfriamiento, nivel de subenfriado) y de las condiciones ambientales. La literatura técnica abierta y notas de ingeniería subrayan esta ventaja conceptual y documentan opciones de diseño donde una parte de la licuefacción ocurre dentro del expansor de baja temperatura, incrementando la eficiencia frente a condensaciones realizadas únicamente en el intercambiador principal (Kochunni & Chowdhury, 2019).

En el ámbito marítimo, numerosos estudios han aplicado análisis energético y exergético a los sistemas de reliquefacción por Brayton inverso, mostrando mejoras adicionales cuando se integran con el sistema de suministro de combustible del buque o cuando se aprovecha el frío

disponible del gas natural licuado para reducir el consumo específico de la reliquefacción del gas de ebullición. Estas mejoras, optimizadas mediante métodos de diseño modernos, confirman el potencial de la integración de procesos para disminuir la potencia instalada y las emisiones asociadas (Kochunni & Chowdhury, 2019).

4.6.5 Ventajas y Limitaciones Operativas

Entre las ventajas más destacadas se encuentran la simplicidad de inventario de fluidos (cuando el propio metano hace de refrigerante), la modularidad del equipo, la facilidad de arranque y parada frente a esquemas con mezclas de refrigerantes complejas y la integración natural con la operación de tanques y sistemas de combustible, especialmente en contextos de reliquefacción de gas de ebullición. En configuraciones de licuefacción en tierra, distintos desarrollos industriales presentan argumentos de reducción de compresión total y menor potencia comparados con ciclos equivalentes que emplean refrigerantes inertes (Mokhatab et al., 2014a).

Como limitaciones relevantes, el uso de metano como refrigerante conlleva el tratamiento de un inventario inflamable y exige una gestión rigurosa de seguridad de procesos (clasificación de áreas, ventilación, detección, alivio y procedimientos de trabajo), además de un pretratamiento cuidadoso de la alimentación para evitar la congelación de agua y dióxido de carbono en el tren criogénico. Asimismo, en ambientes cálidos o con temperaturas de succión elevadas, puede resultar conveniente incorporar preenfriamiento o esquemas híbridos que aseguren márgenes adecuados hasta las proximidades de -160 °C (Zhang et al., 2020b).

4.6.6 Evidencia Industrial y Desarrollos Comerciales

El mercado documenta soluciones comerciales de relicuefacción basadas en Brayton inverso que han evolucionado hacia módulos compactos, con mejoras de desempeño y referencias instaladas en nuevas construcciones de buques. En paralelo, se han difundido propuestas de

expansión con metano orientadas a licuefacción en tierra de pequeña y mediana escala, que priorizan bajo costo de inversión y operación, número reducido de equipos rotativos y simplificación del esquema compresor–expansor. Estas propuestas incluyen diseños de doble expansor de metano y variantes cuya justificación técnica se apoya en balances de energía, selección de puntos de operación y simplificación mecánica respecto a ciclos con refrigerantes externos (Snyder, 2023).

4.7 Aplicabilidad de Tecnologías de Licuefacción Según Escala y Condiciones Ambientales

La selección adecuada de una tecnología de licuefacción de gas natural depende no solo de su eficiencia energética y configuración termodinámica, sino también de su compatibilidad con la escala de producción requerida y las condiciones ambientales del sitio de operación. Factores como la temperatura ambiente, la disponibilidad de servicios industriales, los requerimientos de seguridad y la modularidad influyen directamente en el desempeño y la viabilidad económica de cada configuración tecnológica (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

En este contexto, resulta esencial realizar una evaluación comparativa de las principales alternativas de licuefacción, entre ellas el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR), el ciclo de refrigerante mixto dual (DMR), el Ciclo de refrigeración en cascada (CRC), la configuración híbrida C3MR y la expansión de gas de proceso (metano / BOG). Para determinar su aplicabilidad óptima según la escala de planta (en MTPA) y las condiciones operativas del entorno, ya sea en regiones costeras, remotas o industrializadas (Bahadori, 2014).

La elección de la tecnología de licuefacción depende de la capacidad de planta y las condiciones del entorno. La siguiente tabla resume las opciones más utilizadas y su aplicación típica.

Tabla 7. *Tecnologías de licuefacción y sus Aplicaciones Típicas*

Tecnología	Escala típica de aplicación	Entorno más adecuado
NEC (Expansión con Nitrógeno)	<1 MTPA	Zonas remotas, urbanas, marítimas
Licuefacción por expansión de gas de proceso (metano / BOG)	< 1 MTPA	Terminales y buques de GNL (relicuefacción del gas de ebullición); plantas en pequeña/mediana escala y para gestión de picos; en climas cálidos suele combinarse con preenfriamiento.
SMR (Refrigerante Mixto Simple)	1–3 MTPA	Climas templados o cálidos

DMR (Refrigerante Mixto Dual)	>3 MTPA	Zonas frías, costeras, climas estables Amplia adaptabilidad climática
C3MR (C3 + MR)	1–6 MTPA	Climas muy fríos o con alta variabilidad estacional
CRC (Ciclo de Refrigeración en Cascada)	0,5–5 MTPA	

Nota: La tabla sintetiza las principales tecnologías de licuefacción de gas natural, indicando su escala típica de aplicación (en millones de toneladas por año, MTPA) y los entornos más adecuados para su implementación. Se observa que los ciclos de expansión con nitrógeno (NEC) y expansión con metano/BOG son los más apropiados para pequeña escala (<1 MTPA), mientras que tecnologías como SMR y C3MR permiten rangos intermedios (1–6 MTPA). En contraste, el DMR y el ciclo en cascada (CRC) se utilizan en plantas de gran capacidad y en condiciones climáticas más exigentes, mostrando una adaptabilidad amplia a diferentes entornos. Fuente: elaboración propia con base en (Smith et al., 2005).

4.8 Consumo Energético por Tecnología (kWh/kg GNL)

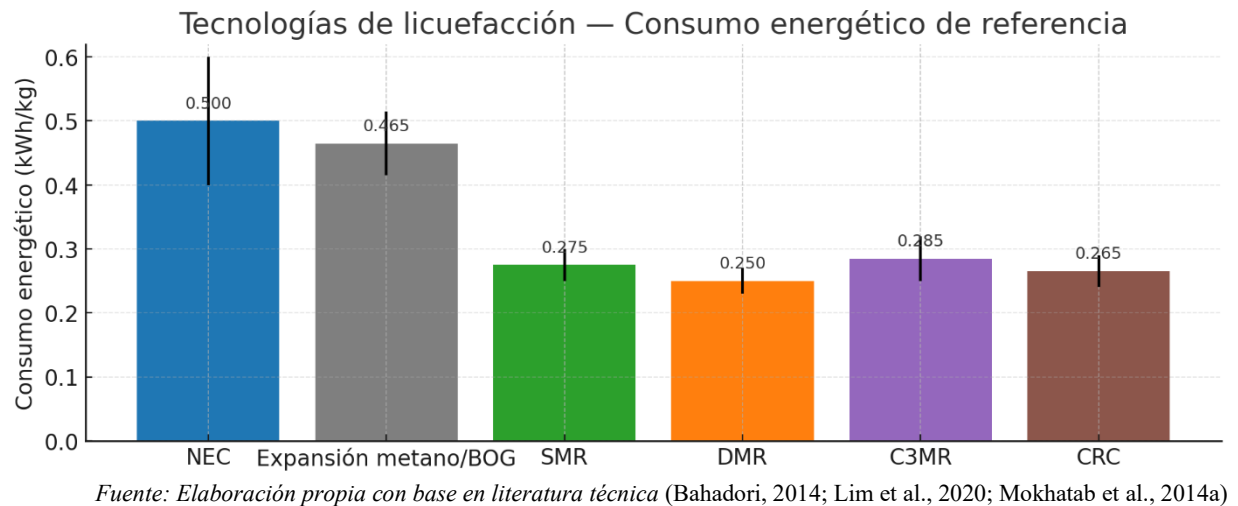
En el análisis comparativo de las diferentes tecnologías de licuefacción, no solo resulta relevante considerar su capacidad operativa o adaptabilidad climática, sino también sus implicaciones en términos de eficiencia energética. En este contexto, uno de los parámetros más determinantes para evaluar el rendimiento global de una planta de GNL es el consumo específico

de energía, ya que este influye directamente en los costos de producción, la competitividad del proceso y su sostenibilidad ambiental.

El consumo energético es uno de los indicadores más críticos en la evaluación de tecnologías de licuefacción de gas natural. Representa la cantidad de energía eléctrica necesaria para convertir el gas natural en estado líquido, y se expresa comúnmente en kWh por kilogramo de GNL producido. Este parámetro tiene un impacto directo en la eficiencia operativa, los costos de producción y la huella ambiental de las plantas de GNL. Según (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a), las tecnologías más eficientes, como el ciclo de refrigerante mixto dual (DMR), logran reducir significativamente el consumo específico de energía en comparación con alternativas más simples, como el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), aunque a costa de una mayor complejidad técnica.

En este contexto, el consumo energético específico se convierte en un parámetro clave para evaluar el rendimiento de los procesos de licuefacción de gas natural. En la figura siguiente se presenta una comparación del consumo promedio, expresado en kWh por kilogramo de GNL producido, para seis tecnologías ampliamente utilizadas: NEC, SMR, DMR, C3MR, CRC y Expansión metano/BOG. Se aprecia que las tecnologías de refrigerante mixto, como SMR y DMR, logran mayores eficiencias energéticas en comparación con el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), aunque esta ventaja puede implicar una mayor complejidad operativa y mayores requisitos de infraestructura (Lim et al., 2020; Tan et al., 2018).

Figura 12. Comparación del Consumo Energético Específico en Tecnologías de Licuefacción de GNL



Nota. Consumo energético promedio y rango típico de tecnologías de licuefacción de GNL.

Elaboración propia con base en literatura técnica (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhtab et al., 2014a).

En el análisis comparativo de tecnologías de licuefacción, el consumo energético específico constituye un indicador clave para evaluar la eficiencia y sostenibilidad del proceso. Este parámetro, expresado en kWh por kilogramo de GNL producido, permite cuantificar la energía requerida para alcanzar las condiciones criogénicas necesarias. La siguiente tabla presenta valores típicos de consumo energético para las principales configuraciones tecnológicas, acompañados de sus respectivas fuentes bibliográficas.

Tabla 8. Consumo Energético Estimado de Tecnologías de Licuefacción de Gas Natural

Tecnología	Consumo energético (kWh/kg GNL)
NEC (Expansión con Nitrógeno)	0.40 – 0.60

Expansión metano/BOG (gas de proceso)	0,42 – 0,52
SMR (Refrigerante Mixto Simple)	0.25 – 0.30
DMR (Refrigerante Mixto Dual)	0.23 – 0.27
C3MR (Preenfriamiento con Propano + MR)	0.25 – 0.32
CRC (Ciclo de Refrigeración en Cascada)	0.24 – 0.29

Nota: La tabla presenta el consumo energético estimado de distintas tecnologías de licuefacción de gas natural, expresado en kWh por kilogramo de GNL producido (kWh/kg GNL). Se observa que los ciclos de expansión con nitrógeno (NEC) y metano/BOG muestran consumos relativamente altos (0,40–0,60 y 0,42–0,52 kWh/kg GNL, respectivamente), mientras que los sistemas más eficientes corresponden a tecnologías de refrigerante mixto como el DMR (0,23–0,27 kWh/kg GNL) y el SMR (0,25–0,30 kWh/kg GNL). Esto evidencia una diferencia significativa en la eficiencia energética según la configuración empleada. Fuente: elaboración propia con base (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a; Tan et al., 2018).

4.9 Requisitos de Equipos e Infraestructura por Tecnología

Si bien el consumo energético constituye un parámetro fundamental para evaluar la eficiencia de las distintas tecnologías de licuefacción, este no es el único aspecto que influye en la toma de decisiones. En efecto, resulta imprescindible considerar otros factores que inciden de manera directa en la viabilidad de un proyecto, como la complejidad del sistema, el tipo y número

de equipos involucrados, y la infraestructura adicional que demanda cada alternativa. La selección de una tecnología de licuefacción no sólo está determinada por criterios energéticos o ambientales, sino también por la complejidad, el tipo y la cantidad de equipos requeridos, así como por la infraestructura complementaria necesaria para su instalación, operación y mantenimiento. Estos factores afectan directamente el CAPEX (gastos de capital), el cronograma de implementación y la viabilidad logística en entornos aislados o urbanos (Mokhatab et al., 2014a).

Asimismo, además de las diferencias en consumo energético, cada tecnología presenta variaciones significativas en cuanto a los equipos requeridos, los niveles de infraestructura y el grado de complejidad técnica involucrado. Estos elementos son determinantes para evaluar no solo la inversión inicial, sino también la operatividad, el mantenimiento y la adaptabilidad a diferentes contextos geográficos e industriales. La siguiente tabla sintetiza estos aspectos clave.

Tabla 9. *Comparativa de Equipos, Infraestructura y Complejidad Técnica de Tecnologías de Licuefacción*

Tecnología	Equipos principales	Requisitos de infraestructura	Complejidad técnica
NEC (Nitrógeno Expander Cycle)	Compresores multietapa, turbina de expansión, intercambiador criogénico (MCHE)	Baja: no requiere manejo de refrigerantes inflamables ni mezclas criogénicas	Baja
Expansión metano/BOG (gas de proceso)	Compresores/companers de gas de proceso o BOG, turboexpansor(es), intercambiadores de aluminio brazado, separadores KO, coldbox, válvulas de bypass, integración con tanque (marítimo).	Moderada–Alta: pretratamiento riguroso (H ₂ O/CO ₂), clasificación de áreas por inventario inflamable, ventilación y	Media–Alta

		detección de gas; en buques/terminales, integración con sistema de combustible y manejo de BOG.	
SMR (Single Mixed Refrigerant)	Compresores, intercambiadores de calor, separadores de fases, sistema de mezcla	Moderada: requiere sistema de manejo y recarga de refrigerantes mixtos Alta:	Media
DMR (Dual Mixed Refrigerant)	Dos trenes de compresión, lazos duales de MR, MCHE, etapa de precooler	infraestructura duplicada, control térmico complejo e instrumentación avanzada Alta:	Alta
C3MR	Tren de C ₃ , MR loop, MCHE, sistema de control y sincronización térmica	infraestructura híbrida combinando MR y propano, coordinación operacional compleja Alta: requiere múltiples trenes de refrigeración	Alta
CRC (Ciclo de Refrigeración en Cascada)	Compresores e intercambiadores de calor en tres o más etapas con refrigerantes puros (propano, etano, metano)	en cascada, coordinación térmica precisa y almacenamiento intermedio de refrigerantes.	Alta

Nota: La tabla compara los equipos principales, requisitos de infraestructura y nivel de complejidad técnica de las principales tecnologías de licuefacción de gas natural. Se observa que el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) presenta baja complejidad y menores requerimientos de infraestructura, lo que lo hace ideal para aplicaciones en pequeña escala. En contraste, tecnologías como el DMR, C3MR y el ciclo de refrigeración en cascada (CRC) requieren

sistemas más sofisticados, con múltiples trenes de compresión y control térmico avanzado, lo que incrementa la complejidad y demanda de infraestructura. Fuente: elaboración propia con base en (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a; Tan et al., 2018).

4.10 Rendimiento Energético vs Inversión Requerida

En el diseño y selección de tecnologías de licuefacción de gas natural, dos factores destacan por su impacto en la viabilidad y desempeño de los proyectos: la eficiencia energética, medida a través del consumo específico de energía (kWh/kg de GNL), y la inversión de capital o CAPEX. Aunque ciertas configuraciones termodinámicas permiten alcanzar consumos energéticos bajos, esta eficiencia suele estar acompañada de un aumento en la complejidad técnica, un mayor número de equipos y, consecuentemente, costos de inversión elevados (Mokhatab et al., 2014a).

Se observa una tendencia general en la que una reducción en el consumo energético conlleva un incremento en la complejidad del proceso, lo que implica mayores requerimientos de infraestructura y mayores gastos de capital (Zhang et al., 2020a).

En cuanto a la aplicabilidad por segmento, tecnologías como el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) resultan favorables para soluciones móviles o entornos aislados (Restrepo et al., 2021), mientras que configuraciones más complejas como el ciclo DMR y cascada se imponen en proyectos de exportación masiva con capacidades superiores a 5 MTPA.

Finalmente, los proyectos que logran mayor eficiencia operativa requieren estrategias avanzadas de integración térmica, sistemas redundantes y una infraestructura de soporte considerable, que aseguren la estabilidad y confiabilidad del proceso (Mokhatab et al., 2014a).

Con el fin de complementar el análisis de las tecnologías de licuefacción, la siguiente tabla presenta una comparación del consumo energético específico y el CAPEX estimado para las configuraciones más representativas. Estos datos permiten evaluar no sólo la eficiencia operativa,

sino también la inversión necesaria, facilitando una visión integral para la selección tecnológica en función de los recursos disponibles y las metas de eficiencia.

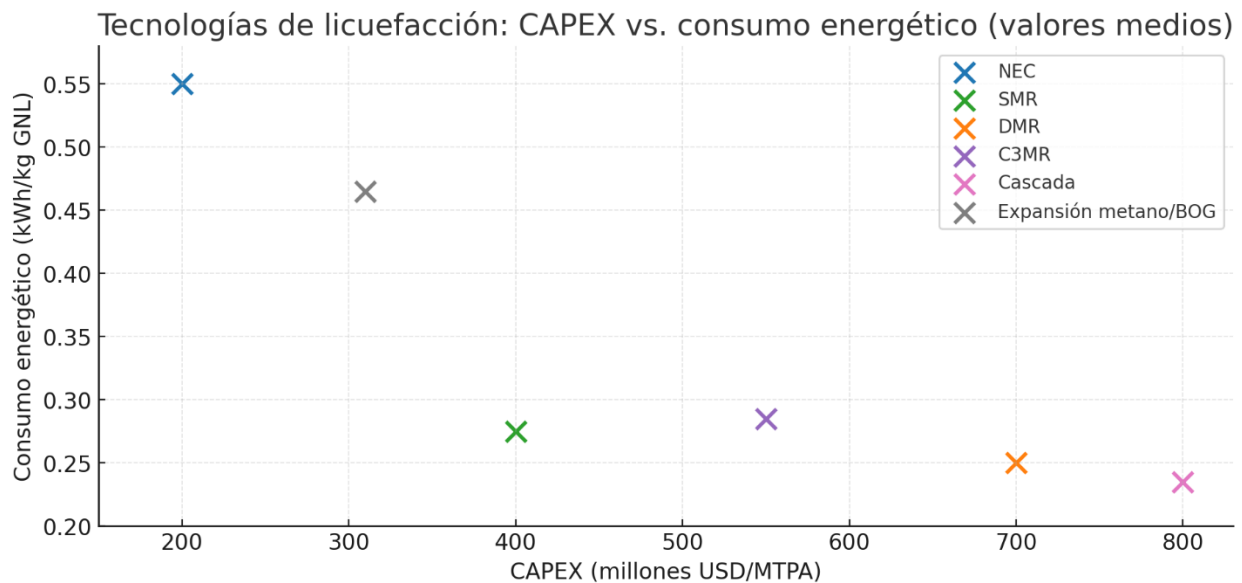
Tabla 10. *Consumo Energético y CAPEX Estimado de Tecnologías de Licuefacción de Gas Natural*

Tecnología	Consumo energético (kWh/kg)	CAPEX estimado (USD/MTPA)
NEC	0.45 – 0.60	150 – 250 millones
Expansión metano/BOG (gas de proceso)	0.42 – 0.52	220 – 400 millones
SMR	0.25 – 0.30	300 – 500 millones
DMR	0.23 – 0.27	600 – 800 millones
C3MR	0.26 – 0.29	450 – 650 millones
Cascada	0.22 – 0.28	700 – 900 millones

Nota: La tabla presenta una comparación entre el consumo energético (kWh/kg de GNL) y el costo estimado de inversión de capital (CAPEX, en USD por MTPA) de distintas tecnologías de licuefacción. Se observa que el NEC y la expansión con metano/BOG presentan los rangos de inversión más bajos (150–400 millones USD/MTPA), aunque con un consumo energético relativamente alto. En contraste, tecnologías como el CRC y el DMR alcanzan una mayor eficiencia energética (0,22–0,27 kWh/kg), pero requieren CAPEX más elevado (600–900 millones USD/MTPA). Esto evidencia la relación inversa entre eficiencia energética y costo de implementación. Fuente: elaboración propia con base en (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhtab et al., 2014a).

La relación entre el rendimiento energético y la inversión de capital en tecnologías de licuefacción de gas natural refleja un equilibrio crítico entre eficiencia operativa y costos de implementación. A medida que el consumo específico de energía disminuye, la complejidad técnica y los requerimientos de infraestructura tienden a aumentar, lo que se traduce en un mayor CAPEX. El siguiente gráfico ilustra esta tendencia, comparando diversas tecnologías según su consumo energético promedio y el rango estimado de inversión necesaria para su instalación (Lim et al., 2020; (Mokhatab et al., 2014a).

Figura 13. *Rendimiento Energético vs Inversión Requerida*



Fuente: (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020).

Nota: Cada punto representa una tecnología, evidenciando su rendimiento energético en función de la inversión inicial requerida (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a)(Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

5 Análisis Comparativo Y Matriz De Decisión

La selección de tecnologías para la licuefacción de gas natural en contextos de pequeña escala y zonas remotas constituye un desafío técnico y estratégico que trasciende la simple comparación de rendimientos energéticos. Este proceso requiere evaluar condiciones logísticas,

económicas y operativas propias de entornos donde, a menudo, se carece de infraestructura básica, redes eléctricas confiables o personal técnico especializado.

En este contexto, el uso de herramientas de apoyo a la toma de decisiones, como la matriz de decisión, permite integrar y ponderar de forma estructurada diversos factores, garantizando que la elección tecnológica responda a las condiciones reales de implementación y no solo a escenarios ideales.

5.1 Definición y Ponderación de Criterios de Decisión

La selección de tecnologías para la licuefacción de gas natural en contextos de pequeña escala y zonas remotas representa un desafío técnico y estratégico que va más allá de la simple comparación de rendimientos energéticos. Implica comprender las realidades logísticas, económicas y operativas de territorios que, a menudo, carecen de infraestructura básica, redes eléctricas confiables o personal técnico calificado.

En este contexto, se hace necesario adoptar una herramienta de apoyo a la toma de decisiones que permita considerar múltiples factores simultáneamente. La matriz multi criterio se configura como una metodología idónea, al permitir ponderar aspectos técnicos, económicos y operativos de forma estructurada. Su aplicación contribuye a fundamentar la elección tecnológica con base en el entorno real de implementación y no solo en escenarios ideales.

5.1.1 Criterios Seleccionados

Se definieron cinco criterios fundamentales, seleccionados con base en la literatura especializada y experiencias documentadas en proyectos reales:

- **Aplicabilidad en zonas aisladas:** Evalúa la capacidad de la tecnología para operar en ausencia de redes eléctricas confiables, servicios técnicos especializados o acceso logístico

regular. Incluye aspectos como la seguridad del refrigerante, la tolerancia a variaciones operativas y la simplicidad del sistema (Restrepo et al., 2021).

- **Logística operativa:** Considera la facilidad de transporte de los equipos, la modularidad de los sistemas, el tiempo requerido para la instalación y el mantenimiento requerido durante la operación (Bahadori, 2014).
- **Costos (CAPEX + OPEX):** Abarca tanto la inversión inicial como los costos asociados a la operación, mantenimiento, consumo energético y reposición de piezas (Majzoub, 2012)
- **Eficiencia energética:** Aunque de importancia significativa, en aplicaciones descentralizadas su ponderación debe balancearse con la simplicidad y robustez del sistema. Menores consumos de energía implican menor necesidad de generación local y menores emisiones (Lim et al., 2020).
- **Espacio requerido:** Evalúa la huella física de la instalación, especialmente relevante en entornos flotantes o cuando se requiere movilidad del sistema (Mokhatab et al., 2014a).

Dado el objetivo central de esta investigación, es evaluar tecnologías de licuefacción para plantas de GNL a pequeña escala ubicadas en zonas aisladas, la ponderación de criterios responde a un enfoque contextualizado y pragmático. Se prioriza la aplicabilidad operativa en condiciones adversas, así como la facilidad de instalación, mantenimiento y seguridad técnica. Este enfoque se alinea con experiencias reportadas por autores como (Bahadori, 2014; Mokhatab et al., 2014a; Restrepo et al., 2021), quienes destacan la necesidad de adaptar las soluciones tecnológicas a las realidades territoriales. En consecuencia, la eficiencia energética y la optimización del espacio, aunque relevantes, tienen un peso proporcionalmente menor en la toma de decisión.

A continuación, se presenta la ponderación asignada a cada criterio, considerando su impacto relativo en contextos de licuefacción en pequeña escala y zonas remotas:

Tabla 11. *Ponderación de Criterios de Selección Tecnológica*

Criterio	Peso (%)
Aplicabilidad en zonas aisladas	35
Logística operativa	25
Costos (CAPEX + OPEX)	20
Eficiencia energética	15
Espacio requerido	5

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los pesos asignados a cada criterio se definieron considerando la relevancia relativa de factores técnicos, económicos y operativos en el contexto del estudio.

5.2 Costos de Inversión (CAPEX) y Operación (OPEX)

La evaluación económica de tecnologías de licuefacción de gas natural en pequeña escala adquiere una relevancia crítica en el contexto de la transición energética y el despliegue de soluciones energéticas descentralizadas. Este tipo de proyectos, implementados en regiones aisladas sin acceso a infraestructura energética convencional, deben ser diseñados con una visión integral que combine eficiencia, autonomía operativa y sostenibilidad económica (Mokhatab et al., 2014a).

En estos escenarios, los costos asociados a cada tecnología, específicamente los de inversión inicial (**CAPEX**) y los de operación y mantenimiento (**OPEX**) constituyen factores decisivos en la viabilidad técnica y financiera. El **CAPEX** comprende la adquisición de equipos,

la ingeniería de detalle, el transporte y la instalación, elementos que en zonas remotas pueden elevarse sustancialmente debido a la complejidad logística (Bahadori, 2014). Por su parte, el **OPEX** refleja los costos recurrentes relacionados con el consumo energético, mantenimiento, disponibilidad de repuestos y requerimientos de personal técnico, los cuales deben ser mínimos para garantizar la sostenibilidad a largo plazo (Lim et al., 2020).

La selección tecnológica adecuada exige por tanto un análisis comparativo claro que evidencie las diferencias en el perfil económico de cada ciclo de licuefacción. Tecnologías como el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC), el ciclo mixto simple (SMR), el ciclo en cascada o el C3MR ofrecen ventajas y desventajas no solo técnicas, sino también económicas. A continuación, se presenta una comparación estructurada de los costos de inversión y operación de estas tecnologías, basada en literatura especializada, datos empíricos y estudios recientes aplicados a plantas de GNL a pequeña escala.

Tabla 12. *Comparativa de CAPEX y OPEX por Tecnología de Licuefacción de Gas Natural*

Tecnología	CAPEX (USD/ton GNL/año)	OPEX (USD/ton GNL)
Ciclo de Expansión		
con Nitrógeno (NEC)	500–1,000	20–35
Expansión metano/BOG (gas de proceso)	800–1,500	18–30

Ciclo Mixto Simple (SMR)	700–1,200	15–25
Ciclo Mixto Doble (DMR)	1,200–2,000	10–20
Ciclo en Cascada	1,500–2,500	12–22
C3MR (Propane Precooled MR)	1,000–1,800	12–20

Nota: La tabla compara el costo de inversión de capital (CAPEX, en USD/ton GNL/año) y el costo operativo (OPEX, en USD/ton GNL) de distintas tecnologías de licuefacción. Se observa que el NEC y el SMR presentan menores rangos de inversión (500–1.200 millones USD), aunque con OPEX moderado (15–35 USD/ton GNL). En contraste, tecnologías más complejas como el DMR, CRC y C3MR demandan un CAPEX superior (1.200–2.500 millones USD), pero con OPEX relativamente bajo (10–22 USD/ton GNL). Esto refleja un balance entre costo de inversión y eficiencia operativa. Fuente: elaboración propia con base en (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Majzoub, 2012; Mokhatab et al., 2014a).

5.3 Logística, Mantenimiento y Requerimientos de Espacio

En los procesos de licuefacción de gas natural a pequeña escala, la logística, el mantenimiento y los requerimientos de espacio físico no son simplemente factores operativos, sino elementos clave que determinan la viabilidad de implementar tecnologías en zonas aisladas, rurales o ambientalmente sensibles. Estos aspectos, aunque a menudo subestimados frente a la eficiencia energética, tienen implicaciones directas sobre la sostenibilidad, la seguridad y la escalabilidad del sistema (Bahadori, 2014; (Mokhatab et al., 2014a).

5.3.1 Logística: Acceso, Transporte e Instalación

La logística en este tipo de proyectos implica el transporte, instalación y puesta en marcha de equipos criogénicos en condiciones geográficas adversas. En regiones sin carreteras pavimentadas o con acceso fluvial limitado, los sistemas modulares, compactos y prefabricados se vuelven una necesidad más que una opción (Restrepo et al., 2021).

Tecnologías como el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) destacan por su simplicidad mecánica y el uso de refrigerantes no inflamables, lo que facilita el traslado e instalación sin restricciones especiales de seguridad (Mokhatab et al., 2014a). En contraste, ciclos más complejos como el DMR o C3MR requieren manejo especializado de mezclas criogénicas y mayores volúmenes de equipo, lo cual complica su despliegue en zonas con baja infraestructura.

5.3.2 Mantenimiento: Autonomía y Robustez Operativa

El mantenimiento en zonas remotas enfrenta dos grandes desafíos: la escasez de personal técnico especializado y la limitada disponibilidad de repuestos. Por ello, las tecnologías seleccionadas deben priorizar la simplicidad operativa, la autonomía funcional y la baja frecuencia de intervención (Bahadori, 2014). Los ciclos con menor número de etapas, menores presiones de trabajo y refrigerantes estables, como el ciclo NEC, requieren menos monitoreo continuo y son más tolerantes a fallas mecánicas.

Además, la capacidad de operar con sistemas de monitoreo remoto y protocolos de mantenimiento predictivo puede marcar la diferencia entre una planta funcional o una parada prolongada por causas logísticas (Lim et al., 2020).

5.3.3 Requerimientos de Espacio: Diseño Compacto y Portabilidad

El espacio disponible para la instalación de una planta de GNL puede estar restringido por múltiples factores: topografía, impacto ambiental, proximidad a comunidades locales o usos del

suelo existentes. Por esta razón, los diseños compactos, verticales y contenidos en skid-mounts (plataformas portátiles) son altamente valorados en contextos descentralizados.

Las tecnologías como el ciclo NEC o SMR pueden integrarse en espacios reducidos con infraestructura mínima, mientras que opciones como el ciclo C3MR requieren más superficie debido a la complejidad de su tren de refrigeración (Majzoub, 2012). Esta diferencia no solo afecta la elección del sitio, sino también los costos de adecuación del terreno y permisos ambientales.

Las tecnologías como el ciclo NEC o SMR pueden integrarse en espacios reducidos con infraestructura mínima, mientras que opciones como el ciclo C3MR requieren más superficie debido a la complejidad de su tren de refrigeración (Majzoub, 2012). Esta diferencia no solo afecta la elección del sitio, sino también los costos de adecuación del terreno y permisos ambientales. En este contexto, la logística, el mantenimiento y los requerimientos de espacio se convierten en factores cruciales que impactan directamente la viabilidad y eficiencia de las tecnologías de licuefacción de gas natural. Aunque a menudo no se destacan tanto como la eficiencia energética, estos aspectos son fundamentales para la implementación exitosa de proyectos, especialmente en entornos con limitaciones de espacio o condiciones operativas complejas. La siguiente tabla, por lo tanto, ofrece una comparación entre estos aspectos clave de las tecnologías de licuefacción, proporcionando una visión más completa para su selección según las condiciones específicas del proyecto.

Tabla 13. *Comparativa de Logística, Mantenimiento y Requisitos de Espacio para Tecnologías de Licuefacción*

Tecnología	Logística	Mantenimiento	Requerimientos de espacio
NEC (Expansión con Nitrógeno)	Alta portabilidad. Componentes simples. No requiere manejo especial de refrigerante.	Bajo. Componentes robustos. Baja necesidad de intervención técnica frecuente.	Compacto. Ideal para montajes modulares y zonas con espacio limitado.
Expansión metano/BOG (gas de proceso)	Moderada. Arquitectura modular; requiere clasificación de áreas, ventilación y detección por uso de metano. En terminales/buques, integración con tanques y sistema de combustible.	Medio. Monitoreo del turboexpansor/compander, gestión de BOG e inspecciones de seguridad de proceso.	Moderado. Coldbox, separadores KO y líneas de integración; distancias y ventilación según normas de seguridad.

SMR	Moderadamente	Alto. Requiere control	Alto. Se necesitan
(Refrigerante	compleja. Transporte	frecuente y personal	equipos adicionales y
Mixto	e instalación	entrenado por la	espacio suficiente para
Simple)	manejaables.	variabilidad en los	la gestión de la
		refrigerantes.	mezcla.
DMR (Doble	Compleja. Manejo		Amplio. Más equipos
Mezcla	especializado de	Alto. Mayor frecuencia de	y líneas de proceso.
Refrigerante)	mezclas. Requiere	ajuste y personal	Difícil en terrenos
	condiciones	capacitado.	pequeños.
	controladas.		
Cascada	Alta complejidad	Alto. Operación sensible,	Alto. Necesita
	logística. Equipos	requiere mantenimiento	separación física de
	voluminosos y	frecuente.	etapas de
	pesados.		refrigeración.
C3MR	Moderada a alta.	Medio-alto. Complejidad	Alto. Mayor longitud
	Requiere condiciones	intermedia, requiere	de intercambiadores y
	precisas de transporte	balance cuidadoso de	compresores múltiples.
	e instalación.	mezcla.	

Nota: La tabla compara los aspectos logísticos, de mantenimiento y de requerimientos de espacio de diferentes tecnologías de licuefacción de gas natural. Se aprecia que el NEC destaca por su alta portabilidad, bajo mantenimiento y diseño compacto, lo que lo hace adecuado para instalaciones modulares en espacios reducidos. En contraste, tecnologías como DMR, Cascada y C3MR presentan alta complejidad logística y mayores exigencias de espacio, además de requerir

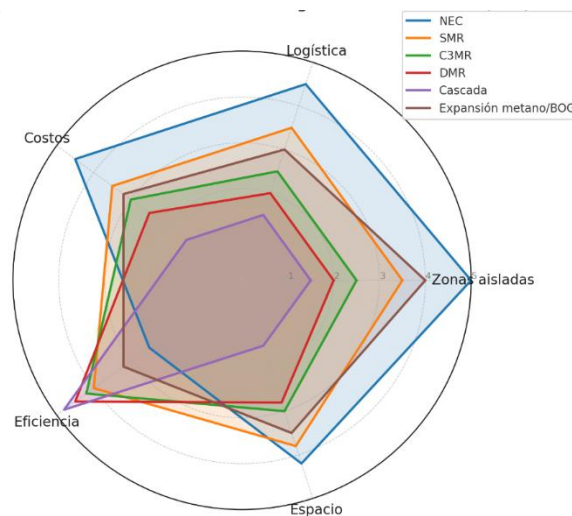
operaciones más frecuentes de mantenimiento. El SMR y el BOG se ubican en un nivel intermedio, con requerimientos moderados y tolerancia relativa a variaciones operativas. Fuente: elaboración propia con base en (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; López, 2019; Majzoub, 2012).

5.4 Selección Tecnológica

Para elegir una tecnología de licuefacción adecuada en proyectos de gas natural a pequeña escala en zonas apartadas, es necesario evaluar múltiples variables de manera simultánea. El análisis multicriterio proporciona una herramienta efectiva para comparar tecnologías bajo criterios como eficiencia, costo, logística, requerimientos de espacio y adecuación al contexto geográfico y social.

De acuerdo con, (Mokhatab et al., 2014a) las configuraciones de ciclo como SMR y C3MR son ampliamente usadas en plantas a gran escala debido a su eficiencia energética, mientras que tecnologías como el ciclo NEC entendida aquí como una configuración modular no convencional, muestran mayor adaptabilidad logística, lo cual es clave en contextos aislados (López, 2019). El gráfico muestra cómo cada opción se desempeña en relación con los factores de decisión más relevantes para aplicaciones en Colombia.

Figura 14. *Diagrama de Radar de Tecnologías Comparadas*



Fuente: (Mokhatab et al., 2014a; Restrepo et al., 2021)

Nota: El presente gráfico radar representa visualmente el desempeño relativo de seis tecnologías de licuefacción (NEC, SMR, C3MR, DMR, Cascada y Expansión metano/BOG), según los criterios previamente ponderados (Restrepo et al., 2021; Mokhatab et al., 2014a).

La elección de una tecnología de licuefacción para plantas de GNL a pequeña escala no puede basarse exclusivamente en el rendimiento energético o en el costo de inversión. En escenarios geográficos remotos, donde la infraestructura es limitada y las condiciones de operación son exigentes, se requiere una evaluación integral que contemple múltiples variables técnicas, económicas y logísticas. Bajo este enfoque, se implementó una metodología de análisis multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés), que permite ponderar diversas dimensiones clave de manera estructurada, transparente y justificada (Lim et al., 2020; Zhang et al., 2020a).

5.5 Criterios de Evaluación y su Justificación

Cinco criterios fueron seleccionados con base en su relevancia para proyectos de licuefacción en zonas aisladas. Cada uno representa un aspecto fundamental del desempeño tecnológico, operacional o estratégico de las tecnologías evaluadas:

- **Aplicabilidad en zonas aisladas (35%)**

Este criterio representa la capacidad de la tecnología para funcionar en entornos con infraestructura limitada, acceso restringido a repuestos y personal técnico, condiciones ambientales extremas y restricciones en el suministro energético. Tecnologías simples, robustas y autónomas obtienen aquí las mejores valoraciones (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

- **Logística operativa (25%)**

Evalúa la facilidad de transporte, montaje y operación de la planta. Se consideran aspectos como la modularidad, el tiempo de puesta en marcha, la necesidad de personal especializado y la

posibilidad de realizar mantenimientos periódicos sin depender de terceros. Esto es especialmente crítico en regiones con vías de acceso limitadas o sin cobertura industrial (Bahadori, 2014).

- **Costos (CAPEX + OPEX) (20%)**

Incluye la inversión inicial necesaria para la implementación (CAPEX), así como los costos recurrentes de operación y mantenimiento (OPEX). En contextos descentralizados, donde los retornos de inversión suelen ser más lentos, tecnologías de menor costo tienden a ser más sostenibles (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

- **Eficiencia energética (15%)**

Considera el consumo específico de energía eléctrica por kilogramo de GNL producido (kWh/kg GNL), lo que incide directamente en el desempeño ambiental y en los costos de operación, especialmente si la energía proviene de fuentes fósiles o generadores diésel (Tan et al., 2018).

- **Espacio requerido (5%)**

Evalúa el tamaño físico de la planta, la ocupación del terreno y su adaptabilidad a condiciones geográficas limitadas. Aunque menos crítico que otros factores, es relevante para instalaciones en comunidades rurales, zonas selváticas o plataformas móviles (Bahadori, 2014).

La asignación de ponderaciones se realizó con base en un análisis contextual del problema, priorizando aquellos factores que afectan directamente la factibilidad y sostenibilidad operativa en zonas remotas.

5.6 Metodología de Evaluación

Las seis tecnologías de licuefacción consideradas en este estudio fueron:

- NEC (Ciclo de expansión con nitrógeno)
- Expansión metano/BOG (gas de proceso)
- SMR (Single Mixed Refrigerant)
- DMR (Dual Mixed Refrigerant)

- C3MR (Propane Precooled Mixed Refrigerant)
- Ciclo en Cascada

Cada tecnología fue calificada en una escala de 1 a 5 para cada criterio, donde 5 indica el mejor desempeño relativo. Posteriormente, estas calificaciones fueron ponderadas según los pesos definidos y sumadas para obtener un puntaje total comparativo.

Tabla 14. *Calificaciones Iniciales por Criterio*

Tecnología	Zonas aisladas	Logística	Costos	Eficiencia	Espacio
NEC	5	5	4	2,5	4,5
Expansión metano/BOG	4	3	3,2	3,2	3,5
SMR	3	3,5	3,5	4	3
C3MR	2,5	2,5	3	4,2	2,5
DMR	2	2	2,5	4,5	2
CASCADA	1,5	1,5	2	4,5	1,5

Nota: Los valores de esta tabla corresponden a las calificaciones iniciales asignadas a cada tecnología en los distintos criterios de evaluación, antes de la aplicación de los factores de ponderación establecidos en la matriz multicriterio.

Tabla 15. *Resultados de la Matriz Multicriterio*

Tecnología	Zonas aisladas (35%)	Logística (25%)	Costos (20%)	Eficiencia (15%)	Espacio (5%)	Puntaje total (100%)
NEC	1.75	1.25	0.80	0.375	0.225	4.40
EXPANSIÓN METANO/BOG	1.40	0.75	0.64	0.48	0.175	3.45
SMR	1.05	0.875	0.70	0.60	0.15	3.38
C3MR	0.875	0.625	0.60	0.63	0.125	2.86
DMR	0.70	0.50	0.50	0.675	0.10	2.48
CASCADA	0.525	0.375	0.40	0.675	0.075	2.05

Nota: Los valores consignados en esta tabla son resultado de un ejercicio de evaluación propio, fundamentado en los criterios establecidos para el análisis comparativo de las tecnologías.

5.7 Interpretación de los Resultados de la Matriz Multicriterio

Los resultados de la matriz multicriterio revelan diferencias significativas en la adecuación de las tecnologías de licuefacción evaluadas, particularmente cuando se prioriza su implementación en plantas de GNL a pequeña escala ubicadas en zonas aisladas.

El Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) obtiene el mayor puntaje global (4.40/5). Su diseño simple, la seguridad asociada al uso de nitrógeno como refrigerante inerte, la facilidad de transporte e instalación, así como sus bajos requerimientos de espacio lo convierten en la alternativa más robusta y confiable para operar en entornos remotos. Si bien su eficiencia energética es moderada en comparación con ciclos mixtos, esta limitación se ve compensada por su excelente desempeño logístico y su alta aplicabilidad territorial (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

La tecnología de Expansión metano/BOG alcanza un puntaje ponderado de 3.45/5, ubicándose en segundo lugar. Su desempeño se explica por una alta pertinencia en zonas aisladas (arquitecturas modulares y posibilidad de aprovechar el gas de ebullición como recurso frigorífico) y por requerimientos de espacio moderados. Presenta costos y logística intermedios: al prescindir de mezclas complejas de refrigerantes simplifica la cadena de suministro, pero el uso de metano como refrigerante exige clasificación de áreas, ventilación y detección de gas, así como una integración cuidadosa con tanques y sistemas de combustible, lo que eleva la complejidad de comisionamiento frente al ciclo NEC. En eficiencia se sitúa en un nivel medio, con mejoras documentadas cuando se incorpora preenfriamiento o configuraciones de doble expansor, y con un historial de aplicación industrial sólido en relicuefacción de BOG a bordo y en terminales (Kochunni & Chowdhury, 2019; Wärtsilä Corporation, 2023; Zhang et al., 2020b).

El ciclo SMR (Single Mixed Refrigerant), con una puntuación de 3.38, se posiciona como una opción intermedia altamente competitiva. Esta tecnología presenta una eficiencia energética superior al ciclo NEC, lo que la hace atractiva en contextos donde el costo de la energía es crítico. Además, tiene un diseño relativamente compacto y una logística moderada, lo que permite su implementación en zonas semiurbanas, campamentos industriales, o regiones aisladas que cuenten con cierto soporte técnico o acceso periódico a mantenimiento especializado. Sin embargo, su complejidad operativa y los riesgos asociados al manejo de mezclas refrigerantes inflamables limitan su uso en zonas extremadamente remotas o con escasa capacitación técnica (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020).

Las tecnologías DMR y C3MR, con puntajes de 2.48 y 2.86 respectivamente, muestran ventajas en eficiencia energética, pero presentan limitaciones importantes en términos de costos, logística y aplicabilidad en entornos aislados. Estas tecnologías requieren mayores inversiones de capital, sistemas de control más complejos y condiciones operativas más exigentes, lo que dificulta su implementación fuera de grandes centros industriales o plantas costeras a escala masiva (Majzoub, 2012).

Finalmente, el Ciclo en Cascada, aunque altamente eficiente desde el punto de vista termodinámico, obtuvo el puntaje más bajo (2.05). Esto se debe a su alta complejidad técnica, elevados costos de implementación, grandes requerimientos de espacio e infraestructura y una logística de operación que lo hacen inviable para aplicaciones móviles, modulares o ubicadas en regiones de difícil acceso (Lim et al., 2020; Majzoub, 2012).

5.8 Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio

Para comprender cómo la variación en los pesos de los criterios puede influir en la selección de una tecnología, se realizó un análisis de sensibilidad de la matriz multicriterio. Este

procedimiento permite evaluar la estabilidad de los resultados obtenidos frente a cambios en la ponderación asignada a cada criterio. De esta forma, es posible identificar qué tecnologías mantienen un desempeño consistente y cuáles presentan mayor variabilidad, lo cual resulta esencial para sustentar una decisión informada en contextos de incertidumbre.

En primer lugar, se presentan las tablas de sensibilidad basadas en los criterios estratégicos iniciales (aplicabilidad en zonas aisladas, logística, costos, eficiencia y espacio). Estos resultados permiten observar cómo se modifica la posición relativa de cada tecnología a medida que se priorizan distintos factores, lo que brinda una visión comparativa de su robustez frente a escenarios de evaluación alternativos.

Adicionalmente, se incorporó una evaluación complementaria con criterios operativos asociados a retos reales de planta, tales como la adaptabilidad a variaciones en la composición y flujo del gas de proceso, la estabilidad frente a cambios de presión, el rango de operación (amplio o reducido), así como la susceptibilidad a paradas y arranques frecuentes. Estas consideraciones fortalecen el análisis, pues reflejan condiciones dinámicas que se esperarían en la operación de una planta de licuefacción a pequeña escala en Colombia.

A continuación, se presentan las tablas que se tuvieron en cuenta para la creación del gráfico de análisis comparativo. Estas tablas contienen los valores ponderados de cada tecnología según los criterios establecidos previamente. Los datos de estas tablas son fundamentales para comprender el comportamiento de cada tecnología frente a los diferentes pesos asignados a cada criterio y cómo estos afectan la selección de la tecnología más adecuada para plantas de GNL a pequeña escala en zonas remotas.

Tabla 16. Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°1)

Tecnología	Zonas aisladas (25%)	Logística (20%)	Costos (15%)	Eficiencia (10%)	Espacio (5%)	Adaptabilidad a cambios en la composición del gas de proceso (10%)	Variabilidad de presión (5%)	Rango de operación (5%)	Susceptibilidad a paradas/arraques (3%)	Mantenibilidad bajo condiciones variables (2%)	TOTAL (100%)
NEC	1,25	1,00	0,60	0,25	0,23	0,42	0,23	0,20	0,13	0,09	4,39
Expansión metano/BOG	1,00	0,60	0,48	0,32	0,18	0,35	0,19	0,18	0,10	0,07	3,47
SMR	0,75	0,70	0,53	0,40	0,15	0,37	0,20	0,21	0,11	0,07	3,48
C3MR	0,63	0,50	0,45	0,42	0,13	0,32	0,18	0,18	0,10	0,07	2,96
DMR	0,50	0,40	0,38	0,45	0,10	0,30	0,17	0,18	0,09	0,06	2,62
Cascada	0,38	0,30	0,30	0,45	0,08	0,28	0,16	0,15	0,09	0,06	2,24

Nota: La tabla muestra los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a la matriz multicriterio, evidenciando cómo varía la evaluación de cada tecnología de licuefacción frente a cambios en la ponderación de los criterios estratégicos.

Tabla 17. Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°2)

Tecnología	Zonas aisladas (10%)	Logística (10%)	Costos (20%)	Eficiencia (15%)	Espacio (5%)	Adaptabilidad a cambios en la composición del gas de proceso (10%)	Variabilidad de presión (10%)	Rango de operación (10%)	Susceptibilidad a paradas/arranques (5%)	Mantenibilidad bajo condiciones variables (5%)	TOTAL (100%)
NEC	0,50	0,50	0,80	0,38	0,23	0,42	0,45	0,40	0,22	0,22	4,11
Expansión metano/BOG	0,40	0,30	0,64	0,48	0,18	0,35	0,38	0,36	0,17	0,19	3,44
SMR	0,30	0,35	0,70	0,60	0,15	0,37	0,39	0,41	0,19	0,18	3,64
C3MR	0,25	0,25	0,60	0,63	0,13	0,32	0,35	0,36	0,16	0,17	3,22
DMR	0,20	0,20	0,50	0,68	0,10	0,30	0,33	0,35	0,16	0,16	2,97
Cascada	0,15	0,15	0,40	0,68	0,08	0,28	0,32	0,30	0,15	0,16	2,65

Nota: La tabla muestra los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a la matriz multicriterio, evidenciando cómo varía la evaluación de cada tecnología de licuefacción frente a cambios en la ponderación de los criterios estratégicos.

Tabla 18. Resultados Ponderados del Análisis de Sensibilidad de la Matriz Multicriterio (N°3)

Tecnología	Zonas aisladas (5%)	Logística (5%)	Costos (10%)	Eficiencia (10%)	Espacio (5%)	Adaptabilidad a cambios en la composición del gas de proceso (15%)	Variabilidad de presión (15%)	Rango de operación (15%)	Susceptibilidad a paradas/arranques (10%)	Mantenibilidad bajo condiciones variables (10%)	TOTAL (100%)
NEC	0,25	0,25	0,40	0,25	0,23	0,63	0,68	0,60	0,43	0,44	4,15
Expansión metano/BOG	0,20	0,15	0,32	0,32	0,18	0,53	0,57	0,54	0,34	0,37	3,51
SMR	0,15	0,18	0,35	0,40	0,15	0,56	0,59	0,62	0,38	0,36	3,72
C3MR	0,13	0,13	0,30	0,42	0,13	0,48	0,53	0,54	0,32	0,34	3,30
DMR	0,10	0,10	0,25	0,45	0,10	0,45	0,50	0,53	0,31	0,32	3,10
Cascada	0,08	0,08	0,20	0,45	0,08	0,42	0,48	0,45	0,29	0,31	2,83

Nota: La tabla muestra los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a la matriz multicriterio, evidenciando cómo varía la evaluación de cada tecnología de licuefacción frente a cambios en la ponderación de los criterios estratégicos.

El Gráfico 15 sintetiza los resultados del análisis de sensibilidad considerando tres escenarios de ponderación de criterios. En todos los casos, el ciclo NEC alcanza el mayor puntaje, con valores que oscilan entre 4,39 y 4,11, lo que demuestra una alta robustez frente a variaciones en los pesos asignados. Esta estabilidad confirma su idoneidad como la alternativa tecnológica más sólida para plantas de licuefacción a pequeña escala.

La Expansión metano/BOG se ubica de manera consistente en el segundo grupo de desempeño, con resultados comprendidos entre 3,47 y 3,44, mostrando una leve tendencia descendente. Su comportamiento refleja una sensibilidad moderada: obtiene mejores resultados cuando se privilegian criterios de aplicabilidad en zonas aisladas y logística, pero pierde ligeramente competitividad cuando la ponderación se desplaza hacia costos y eficiencia.

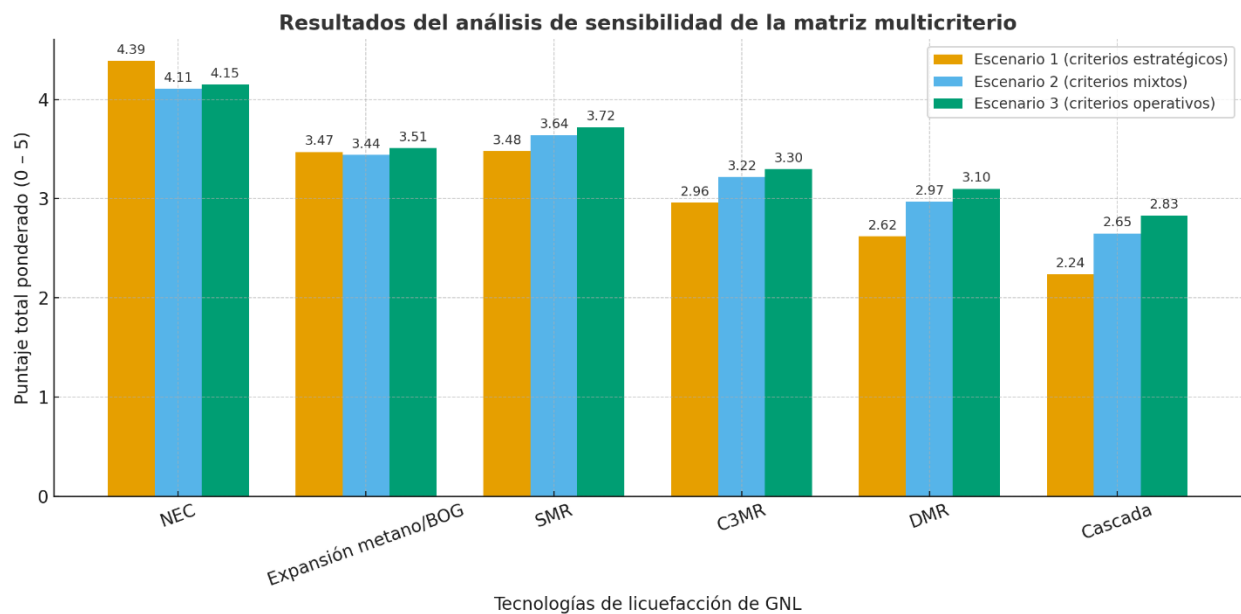
El ciclo SMR mantiene un rendimiento prácticamente estable (entre 3,48 y 3,72), evidenciando una baja sensibilidad a los cambios en la ponderación. Este comportamiento lo posiciona como una opción intermedia y competitiva, especialmente en escenarios donde se busca un balance entre eficiencia y simplicidad.

Las tecnologías C3MR y DMR presentan valores más bajos (entre 2,62 y 3,30), lo que limita su competitividad en comparación con las opciones líderes. No obstante, ambos ciclos muestran cierta capacidad de adaptación cuando se priorizan criterios operativos como la variabilidad de presión o la estabilidad frente a arranques y paradas.

Por su parte, la tecnología en Cascada exhibe mayor sensibilidad a los cambios en la ponderación. Aunque inicia con el valor más bajo en el Escenario 1 (2,24), incrementa de manera significativa en los Escenarios 2 y 3 (2,65 y 2,83), llegando a superar la tecnología DMR y acercándose a la tecnología C3MR en condiciones donde los costos y la eficiencia adquieren mayor relevancia.

En síntesis, el ciclo NEC se consolida como la alternativa más robusta y consistente frente a diferentes escenarios de evaluación. La Expansión metano/BOG y el SMR conforman un grupo intermedio con desempeños sólidos y estables, mientras que las tecnologías C3MR, DMR y Cascada se posicionan como opciones secundarias, con un margen de competitividad más limitado en el contexto colombiano de plantas de GNL a pequeña escala.

Figura 15. Análisis de Sensibilidad



Nota: Se observa que, en todos los casos, el ciclo NEC obtiene los valores más altos.

5.9 Comparación y Evaluación de los Dos Métodos de Licuefacción Seleccionados Aplicables a Sistemas de Pequeña Escala

Se seleccionaron para una comparación detallada el Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) y el Single Mixed Refrigerant (SMR), debido a su pertinencia técnica en plantas de GNL a pequeña escala y a su amplia adopción industrial. En el caso del SMR, su elección sobre la Expansión metano/BOG obedece a que, aunque esta última mostró puntajes competitivos en el análisis, su aplicación se concentra principalmente en buques metaneros para el aprovechamiento

del gas evaporado (BOG), lo que limita su transferibilidad a proyectos terrestres en zonas aisladas de Colombia. Por el contrario, el SMR cuenta con un mayor grado de madurez tecnológica, amplia experiencia operativa en plantas terrestres de pequeña y mediana escala, y un comportamiento más estable frente a variaciones en la ponderación de criterios, factores que lo convierten en una alternativa más robusta y adecuada para el contexto nacional.

5.9.1 Simplicidad Técnica y Operativa

Una de las principales fortalezas del ciclo NEC radica en su diseño simple y robusto. Utiliza nitrógeno como refrigerante puro, lo cual elimina los riesgos asociados al manejo de mezclas inflamables y reduce la necesidad de sistemas de control complejos (Mokhatab et al., 2014a). Su ciclo, derivado del Brayton invertido, emplea componentes mecánicos comunes: compresores, intercambiadores y turbinas de expansión, con mínimas exigencias de supervisión técnica constante (Restrepo et al., 2021).

En contraste, el ciclo SMR emplea una mezcla de refrigerantes livianos (como metano, etano, propano o isopentano) en un solo lazo de refrigeración. Esto permite una mayor eficiencia térmica gracias al ajuste progresivo del perfil de entalpía, pero también introduce mayor complejidad en la gestión del sistema. Requiere un control preciso de la composición de la mezcla refrigerante, mayor capacitación operativa y condiciones más estrictas de seguridad, debido a la presencia de gases inflamables (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020).

5.9.2 Eficiencia Energética y Consumo Específico

El ciclo SMR supera al ciclo NEC en términos de eficiencia energética. Su consumo específico de energía (SEC) oscila entre 250 y 300 kWh/ton GNL, mientras que en el ciclo NEC suele estar entre 400 y 600 kWh/ton GNL, dependiendo del diseño y las condiciones de operación.

Esta diferencia puede representar un factor económico importante en regiones donde el acceso a energía es limitado o su costo es elevado (Mokhatab et al., 2014a).

Sin embargo, en contextos remotos, donde las plantas de licuefacción son de bajo caudal y la energía puede provenir de fuentes no convencionales (como fotovoltaica o microturbinas), la diferencia en eficiencia puede ceder prioridad frente a la seguridad operativa, confiabilidad y mantenimiento autónomo (Mokhatab et al., 2014a).

5.9.3 Costos, Logística y Escalabilidad

En términos de inversión, el ciclo NEC tiende a requerir menores costos de CAPEX y OPEX, dado que no necesita unidades de mezcla, sistemas de control sofisticados ni sistemas auxiliares para balance térmico. Además, su arquitectura modular y liviana facilita el transporte y montaje en regiones con acceso limitado (Mortazavi et al., 2014).

Por su parte, el ciclo SMR, si bien puede escalarse a mayores capacidades, presenta mayores desafíos logísticos y económicos. Su instalación requiere mayor espacio, mayor precisión en las condiciones de diseño, y personal capacitado para su puesta en marcha y operación (Majzoub, 2012).

5.9.4 Seguridad y Operación en Zonas Aisladas

Este es el criterio más diferenciador. El uso de nitrógeno en el ciclo NEC, un gas inerte, no tóxico y no inflamable, le otorga una ventaja decisiva en términos de seguridad industrial y ambiental. Puede operar sin zonas clasificadas ATEX, reduciendo los requerimientos regulatorios y de contingencia, lo cual es ideal en regiones sin soporte técnico especializado (Restrepo et al., 2021).

El ciclo SMR, aunque es una tecnología consolidada a escala industrial, implica riesgos inherentes por el uso de gases inflamables y por su operación a presiones y temperaturas más

exigentes. En zonas aisladas, estos factores elevan la necesidad de controles estrictos y mantenimiento frecuente, lo que puede comprometer la confiabilidad operativa si no se cuenta con infraestructura adecuada (Lim et al., 2020).

5.10 Síntesis Comparativa

A continuación, se presenta una tabla comparativa que resume los aspectos clave de dos tecnologías de licuefacción ampliamente utilizadas: NEC (Ciclo de Expansión con Nitrógeno) y SMR (Refrigerante Mixto Simple). Esta tabla facilita la evaluación de las diferencias entre ambas tecnologías en términos de simplicidad operativa, eficiencia energética, seguridad, costos y aplicabilidad, brindando una visión clara para la toma de decisiones en función de las necesidades específicas de cada proyecto.

Tabla 19. *Análisis Comparativo de Tecnologías ciclo NEC y SMR en Función de Aspectos Operativos y Económicos*

Aspecto	NEC	SMR
Simplicidad operativa	Alta (fluido puro, sin mezcla)	Media (mezcla controlada, requiere ajuste constante)
Eficiencia energética	Media (SEC: 400–600 kWh/ton)	Alta (SEC: 250–300 kWh/ton)
Seguridad	Muy alta (nitrógeno inerte, no inflamable)	Media (mezclas inflamables)
Logística y modularidad	Excelente (compacto, ligero, fácil de instalar)	Media (más componentes, mayor complejidad logística)

Costos (CAPEX/OPEX)	Bajos	Moderados a altos
Escalabilidad	Baja a media (hasta ~1 MTPA)	Media (hasta ~3 MTPA)
Aplicabilidad en zonas aisladas	Muy alta	Media

Nota: La tabla presenta la comparación entre el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) y el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR) en relación con aspectos operativos y económicos. Se evidencia que el NEC sobresale en simplicidad operativa, seguridad, modularidad y bajos costos, lo que lo convierte en una opción viable para proyectos en zonas aisladas o de pequeña escala. Por su parte, el SMR muestra ventajas en eficiencia energética y escalabilidad, aunque con mayores requerimientos de control, costos más altos y complejidad logística. Fuente: elaboración propia con base en (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

5.11 Conclusión de la Comparación

Ambas tecnologías presentan ventajas destacables, pero con enfoques claramente diferenciados. El ciclo NEC se perfila como la tecnología ideal para entornos con alta restricción logística, necesidad de operación autónoma y condiciones de seguridad estrictas, mientras que el ciclo SMR es una opción intermedia adecuada cuando se cuenta con cierta infraestructura y soporte técnico, y cuando la eficiencia energética se convierte en un factor económico relevante.

La decisión final dependerá de las prioridades del proyecto: si el objetivo es garantizar operación confiable y segura en zonas sin infraestructura, el ciclo NEC es superior; si el entorno permite mayores controles y busca eficiencia operativa, el ciclo SMR puede ser competitivo.

5.12 Justificación de la Tecnología Seleccionada

Considerando el propósito de esta investigación Evaluación de procesos de licuefacción para plantas de GNL a pequeña escala en áreas aisladas, la selección del Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) se sustenta en una combinación de criterios técnicos, logísticos, económicos y de seguridad que lo posicionan como la alternativa más equilibrada y funcional frente a los desafíos del contexto.

El ciclo NEC destaca por su extraordinaria robustez y simplicidad operativa, características fundamentales cuando se proyectan sistemas en regiones con acceso limitado a infraestructura, recursos técnicos y servicios de mantenimiento. Su configuración basada en el ciclo Brayton invertido que emplea nitrógeno como refrigerante puro, inerte y no inflamable, elimina complejidades inherentes a los sistemas de refrigeración mixtos, reduciendo significativamente los riesgos operativos y las exigencias regulatorias. Esta ventaja es crítica en áreas aisladas, donde el recurso humano capacitado es escaso y la atención técnica no puede estar garantizada de forma permanente (Mokhatab et al., 2014a; Restrepo et al., 2021).

Desde la perspectiva logística, el ciclo NEC se presenta como una solución altamente viable. Su diseño modular y compacto, junto con la ausencia de mezclas criogénicas peligrosas, permite su transporte, instalación y operación incluso en condiciones climáticas extremas o terrenos de difícil acceso, como selvas tropicales, áreas montañosas o comunidades insulares (Lim et al., 2020). Además, su bajo requerimiento de espacio físico favorece su integración en configuraciones móviles, estaciones satélites o microunidades energéticas desconectadas de redes de gas natural.

Si bien en términos de eficiencia energética el ciclo NEC presenta un consumo específico de energía superior al de tecnologías como SMR o DMR, este aspecto se ve compensado por

menores costos de capital (CAPEX), menor complejidad en la operación y alta confiabilidad. En escenarios descentralizados, donde la continuidad operativa prima sobre el rendimiento térmico absoluto, este balance representa una ventaja decisiva (Mortazavi et al., 2014).

Finalmente, su versatilidad y adaptabilidad geográfica lo convierten en la tecnología más alineada con los principios de resiliencia, sostenibilidad y seguridad que exigen los nuevos modelos energéticos en territorios no interconectados.

En consecuencia, el ciclo NEC no solo cumple con los requisitos técnicos y económicos establecidos en la matriz de evaluación, sino que responde con solvencia a las realidades humanas, ambientales y territoriales del tipo de implementación que esta investigación contempla. Su selección no es simplemente un ejercicio de optimización técnica, sino una apuesta coherente con la transformación energética justa, descentralizada y sostenible.

6 Condiciones Óptimas De Operación Y Viabilidad De Implementación

El presente capítulo desarrolla las condiciones óptimas de operación y la viabilidad de implementación del ciclo de licuefacción seleccionado. Es importante aclarar que los parámetros operativos aquí expuestos no se derivan únicamente de la matriz de decisión aplicada en el capítulo anterior, sino que se fundamentan principalmente en referencias técnicas especializadas y literatura científica reconocida en el campo de la licuefacción de gas natural. Dichas fuentes aportan lineamientos y valores de referencia ampliamente aceptados en la industria, los cuales fueron contrastados con los resultados de la matriz multicriterio para garantizar su coherencia con el contexto colombiano.

En este sentido, la matriz de decisión permitió seleccionar la tecnología más viable (Ciclo NEC), mientras que la definición de sus parámetros operativos proviene del análisis de manuales

técnicos, estudios de caso y reportes industriales, lo que asegura que las recomendaciones presentadas sean realistas, aplicables y ajustadas a las mejores prácticas internacionales.

6.1 Parámetros Operativos Óptimos (Presión, Temperatura, Equipos).

La correcta selección de los parámetros de operación en un proceso de licuefacción es determinante para su desempeño técnico, su estabilidad en el tiempo y su viabilidad en entornos reales. En el caso del Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC), la simplicidad de su configuración contrasta con la precisión que requiere su operación para lograr la licuefacción del gas natural a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, temperatura crítica para su almacenamiento y transporte en forma líquida (Restrepo et al., 2021).

6.1.1 Presiones Óptimas de Operación

El ciclo NEC trabaja con un único refrigerante puro, el nitrógeno, que se somete a compresión, enfriamiento y expansión. Para generar el enfriamiento necesario, se deben alcanzar presiones elevadas antes de la expansión:

- Presión de succión del compresor: 1,0–1,5 bar
- Presión de descarga del compresor: 50–70 bar
- Presión de entrada a la turbina: 50–70 bar
- Presión de salida de la turbina: 1,2–1,5 bar

Estos valores permiten una expansión efectiva, garantizando una caída de entalpía significativa y, por tanto, un enfriamiento eficiente del gas natural (Mokhatab et al., 2014a; Restrepo et al., 2021).

6.1.2 Rango de Temperaturas del Ciclo

A lo largo del proceso, el nitrógeno recorre diferentes etapas térmicas, que deben estar bien definidas para mantener la eficiencia del sistema:

- Salida del compresor: 40–70 °C
- Después de los enfriadores Inter etapa: 30–40 °C
- Después de expansión: -150 a -165 °C
- En el MCHE: transferencia térmica eficiente hasta -160 °C para el GNL

Este rango permite operar por debajo del punto de ebullición del gas natural, sin formar hidratos ni generar bloqueos por congelación en los equipos (Lim et al., 2020)

6.1.3 Equipos Críticos del Proceso

El ciclo NEC se apoya en una configuración compacta pero robusta, compuesta por:

- Compresor multi etapa con Inter enfriadores, que permite reducir el consumo energético y evitar temperaturas extremas que deterioren los materiales.
- Turbina de expansión criogénica, responsable de generar el enfriamiento profundo mediante una expansión casi isentrópica del nitrógeno.
- Intercambiador de calor principal (MCHE), donde ocurre el intercambio térmico entre el nitrógeno frío y el gas natural, sin mezcla directa.
- Sistema de separación bifásica, que asegura la eliminación de líquidos residuales en el nitrógeno antes de su recompresión.
- Sistema de control automático, imprescindible para mantener estables la presión, la temperatura y los flujos en zonas sin supervisión constante.

Estos equipos, aunque menos numerosos que en los ciclos mixtos, requieren una selección precisa de materiales y un diseño térmico cuidadoso (Bahadori, 2014; Restrepo et al., 2021).

6.2 Observaciones Clave Para Zonas Aisladas

En contextos remotos, el ciclo NEC presenta una ventaja notable: su tolerancia a variaciones ambientales y la posibilidad de ser operado con fuentes de energía no convencionales (como microturbinas o sistemas híbridos). Además:

- Puede alcanzar una eficiencia de turbina superior al 80 % (Venkatarathnam, 2008), lo cual mejora significativamente el rendimiento general.
- No requiere refrigerantes inflamables, facilitando el licenciamiento ambiental y la operación comunitaria.

6.3 Costos Totales de Implementación Estimados

El proceso de licuefacción de gas natural mediante el Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) ha demostrado ser una opción viable, especialmente en entornos remotos, gracias a su diseño simple, alta seguridad operativa y bajos requerimientos de infraestructura. Sin embargo, para garantizar su implementación realista, es imprescindible analizar los costos totales involucrados, es decir, tanto los costos de inversión (CAPEX) como los costos operativos (OPEX) (Mokhatab et al., 2014a; Restrepo et al., 2021).

Esta sección presenta una estimación académica y técnicamente fundamentada, ideal para la toma de decisiones en el contexto colombiano, y especialmente relevante para la aplicación de plantas de GNL a pequeña escala en zonas aisladas.

6.3.1 Costos de Inversión (CAPEX)

El CAPEX corresponde al gasto inicial necesario para adquirir los equipos, construir la infraestructura, instalar el sistema y dejarlo operando. Para una planta de ciclo NEC modular con una capacidad estimada de 50.000 toneladas/año (~137 ton/día), los costos suelen ubicarse en el siguiente rango:

Tabla 20. *Costos de Inversión (CAPEX)*

Concepto de inversión	Estimación (USD)
Equipos principales (compresores, turbina, MCHE)	6 – 8 millones
Ingeniería de detalle y automatización	1,5 – 2 millones
Instalación y montaje	2 – 3 millones

Obras civiles y servicios auxiliares	1 – 1,5 millones
CAPEX total estimado	10,5 – 14,5 millones

Nota: La tabla desglosa los principales rubros de inversión para un sistema de licuefacción a pequeña escala, expresados en millones de USD. Se observa que la mayor proporción corresponde a los equipos principales (6–8 millones), seguidos de los costos de instalación y montaje (2–3 millones), mientras que la ingeniería de detalle y automatización (1,5–2 millones) y las obras civiles/auxiliares (1–1,5 millones) representan una fracción menor. En conjunto, el CAPEX total estimado se ubica entre 10,5 y 14,5 millones USD, lo que refleja una inversión relativamente contenida en comparación con proyectos de mayor escala. Fuente: elaboración propia con base en (Mokhatab et al., 2014a).

Estudios como el de (Mortazavi et al., 2014) han mostrado que en unidades móviles o satélite, el ciclo NEC puede reducir el CAPEX hasta en un 25 % frente a tecnologías más sofisticadas, sin comprometer la seguridad ni la continuidad operativa.

6.3.2 Costos Operativos (OPEX)

El OPEX incluye todos los gastos necesarios para operar la planta una vez en marcha. Para mantener la coherencia con el análisis de CAPEX, estas estimaciones corresponden a una planta de ciclo NEC modular con una capacidad de 50.000 toneladas/año (~137 ton/día). A pesar de que el ciclo NEC presenta un consumo energético superior al de otros ciclos (500–600 kWh/ton) (Bahadori, 2014), su mantenimiento es más simple y no requiere operadores altamente especializados, lo que compensa parcialmente ese mayor consumo.

Tabla 21. *Costos Operativos (OPEX)*

Categoría de gasto operacional	Estimación anual (USD)
Energía eléctrica	1,5 – 2 millones
Mantenimiento preventivo	200.000 – 300.000
Personal operativo (turnos básicos)	250.000 – 350.000
Consumibles e insumos generales	100.000 – 150.000
OPEX total estimado anual	2,1 – 2,8 millones

Nota: La tabla presenta la estimación anual de costos operativos para una planta de licuefacción a pequeña escala con capacidad de 50.000 ton/año (~137 ton/día). El gasto más significativo corresponde al consumo de energía eléctrica (1,5–2 millones USD), seguido por el personal operativo (250.000–350.000 USD) y el mantenimiento preventivo (200.000–300.000 USD). Finalmente, los consumibles e insumos generales representan la menor fracción (100.000–150.000 USD). En conjunto, el OPEX anual se ubica en un rango de 2,1 a 2,8 millones USD, reflejando que la operación depende principalmente del costo energético. Fuente: elaboración propia con base en (Lim et al., 2020).

6.3.3 Costo Nivelado de Licuefacción (LCOGNL)

El análisis económico realizado permitió estimar el costo nivelado de licuefacción del GNL, considerando una planta operando de manera continua durante 330 días al año, con una eficiencia del 90 % y una vida útil de 15 años. Bajo estas condiciones, se obtiene un valor competitivo que, al expresarse en términos energéticos y tomando como referencia un poder calorífico de 52 MMBtu por tonelada de GNL, se ubica en un rango de **1,8–2,4 USD/MMBtu**. Al sumar este valor al precio promedio del gas natural en boca de pozo en Colombia ($\approx 3,5$ USD/MMBtu), el costo total del GNL producido localmente asciende a **5,3–5,9 USD/MMBtu**, lo

que resulta competitivo frente a los precios internacionales de importación y lo posiciona como una alternativa viable para abastecer zonas aisladas, donde la construcción de gasoductos no es económicamente factible (Bahadori, 2014; Mokhatab et al., 2014; Restrepo et al., 2021).

6.4 Requisitos de Personal, Seguridad y Mantenimiento

La implementación de una planta de licuefacción basada en el Ciclo de Expansión con Nitrógeno no solo debe evaluarse en términos termodinámicos y económicos, sino también en su viabilidad operativa cotidiana, particularmente cuando se proyecta hacia entornos aislados y de infraestructura limitada, como ocurre en muchas regiones de Colombia. En este contexto, los requisitos de personal, seguridad y mantenimiento adquieren un valor estratégico, ya que condicionan la continuidad operativa, el riesgo técnico y el éxito social del proyecto (Mokhatab et al., 2014a).

6.4.1 Requisitos de Personal

Una ventaja fundamental del ciclo NEC es su baja demanda de operación especializada, gracias a su arquitectura de ciclo simple y a que no requiere mezclas de refrigerantes ni control de composición en línea. Para unidades modulares de pequeña escala, la planta puede operar con un equipo técnico reducido, conformado por un operador de campo, un técnico de mantenimiento y un supervisor de automatización básica (Roberts et al., 2015).

Según el mismo autor, la mayoría de los sistemas NEC se diseñan con interfaces SCADA amigables, que permiten operación remota, gestión por alarmas y monitoreo continuo sin necesidad de un operador experto en criogenia. Esto facilita su implementación en zonas con baja disponibilidad de talento especializado.

6.4.2 Requisitos de Seguridad

El uso exclusivo de nitrógeno como refrigerante convierte al ciclo NEC en uno de los sistemas más seguros disponibles para licuefacción, ya que este gas es inerte, no inflamable y no tóxico, lo que elimina riesgos de incendio, explosión o acumulación peligrosa de vapores (Mokhatab et al., 2014a).

Este ciclo ha sido históricamente implementado en ambientes con restricciones severas de seguridad, tales como estaciones científicas en la Antártida o plataformas móviles, donde la confiabilidad resulta prioritaria. Además, al operar en un rango de presión de 435 a 870 psig, relativamente inferior al de otros ciclos de licuefacción que emplean hidrocarburos como refrigerantes (ej. C3MR o DMR, con valores que suelen oscilar entre 1.160 y 1.740 psig), se facilita el diseño de válvulas de seguridad y la detección de fugas, permitiendo cumplir con normativas de referencia como NFPA 59A y ASME B31.3 (Bahadori, 2014).

No obstante, más allá de los aspectos de seguridad intrínsecos al ciclo NEC, resulta fundamental considerar las medidas asociadas al almacenamiento y transporte del GNL una vez licuado. El producto debe conservarse en tanques criogénicos con aislamiento de alto desempeño, diseñados para soportar temperaturas de hasta -162°C y gestionar el fenómeno de boil-off gas (BOG), asociado a la evaporación natural del GNL. Durante las operaciones de transferencia hacia cisternas o contenedores ISO, se requiere la aplicación de procedimientos normalizados de carga y descarga, junto con sistemas de detección de fugas y monitoreo en línea de presión y temperatura. Finalmente, en la etapa de transporte, la operación debe ajustarse a marcos regulatorios internacionales como la NFPA 59A y ASME B31.3, así como a la normatividad nacional aplicable para sustancias peligrosas, de modo que se garantice la integridad de la cadena logística, la

seguridad del personal y la protección ambiental (Bahadori, 2014; Mokhatab et al., 2014b; National Fire Protection Association, 2019).

6.4.3 Requisitos de Mantenimiento

Desde el punto de vista del mantenimiento, el ciclo NEC también presenta ventajas estructurales. Al eliminar componentes asociados a la manipulación de refrigerantes mixtos (separadores de fases, analizadores de composición, múltiples válvulas de expansión), el sistema reduce la complejidad operativa y el riesgo de fallos por desbalance de componentes (Mokhatab et al., 2014a).

El mantenimiento de una planta de ciclo NEC típica se resume en revisiones semestrales preventivas y una intervención mayor anual, enfocada principalmente en la turbina de expansión y los compresores centrífugos. Como indica (Roberts et al., 2015), este modelo es altamente compatible con entornos remotos, donde los ciclos de mantenimiento deben ser robustos y planificados con logística sencilla.

En plantas de GNL a pequeña escala, este enfoque puede reducir en hasta un 30 % los costos de mantenimiento anual frente a tecnologías como SMR, según lo reportado por (Mokhatab et al., 2014a).

6.5 Evaluación de Viabilidad Técnica y Económica

La implementación de plantas de licuefacción de gas natural (GNL) en regiones aisladas de Colombia plantea desafíos técnicos, logísticos y financieros que requieren tecnologías robustas, simples y adaptables. En este contexto, el Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) ha demostrado ser una alternativa viable para aplicaciones descentralizadas, por su bajo nivel de complejidad, alta seguridad operacional y flexibilidad geográfica (Mokhatab et al., 2014a). Esta sección evalúa la

viabilidad técnica y económica de esta tecnología, contrastando sus requerimientos y ventajas con modelos de inversión típicos en la industria del GNL.

6.5.1 Viabilidad Técnica

El ciclo NEC se caracteriza por una arquitectura simple y confiable, fundamentada en la expansión de nitrógeno a través de una turbina para alcanzar temperaturas de hasta $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Su operación se basa en un solo refrigerante, lo que reduce riesgos operativos, elimina la necesidad de analizadores de composición en línea, y facilita el entrenamiento del personal en zonas con baja cobertura técnica (Restrepo et al., 2021).

Desde el punto de vista de la infraestructura, este ciclo permite la construcción de plantas modulares, con menor número de componentes criogénicos complejos. Esto no solo reduce el riesgo de fallos, sino también permite un diseño compacto y transportable, lo cual es especialmente valioso en regiones de difícil acceso como el Chocó, Guainía o el Vaupés (Bahadori, 2014).

Además, la seguridad operacional del ciclo NEC es sobresaliente. El nitrógeno no es inflamable ni tóxico, lo que elimina la necesidad de zonas de exclusión amplias, barreras de contención o costosos sistemas de detección de fugas (Restrepo et al., 2021).

En resumen, desde el punto de vista técnico, el ciclo NEC cumple con todos los criterios clave para operar en zonas aisladas:

- Modularidad y escalabilidad.
- Bajo nivel de riesgo.
- Bajo requerimiento de personal calificado.
- Alta disponibilidad y autonomía operativa.

6.5.2 Viabilidad Económica

Aunque el ciclo NEC presenta un consumo energético superior al de ciclos como SMR o DMR, su estructura de costos globales puede ser más atractiva en aplicaciones descentralizadas, especialmente cuando se evalúan las siguientes variables:

6.5.3 Costos de Inversión (CAPEX)

El CAPEX de una planta de ciclo NEC de pequeña escala (< 0.2 MTPA) puede oscilar entre 600 y 1.000 USD por tonelada de GNL anual, dependiendo del grado de automatización y los materiales seleccionados para componentes criogénicos. Esto incluye compresores, intercambiadores de calor de aluminio, turbinas de expansión y sistema de control digital (DCS) (Bahadori, 2014).

A diferencia del ciclo SMR, que requiere unidades de mezcla, analizadores de gases y mayor número de compresores, el ciclo NEC tiene menos equipos rotativos y no depende de refrigerantes importados, lo que disminuye el costo logístico y de reposición de inventario técnico (Mokhatab et al., 2014a).

6.5.4 Costos Operativos (OPEX)

El OPEX del ciclo NEC se ve impactado principalmente por el consumo de energía eléctrica para compresión. El ciclo requiere entre 450 y 600 kWh por tonelada de GNL (Lim et al., 2020), lo que representa entre 30 % y 40 % más que los ciclos mixtos. Sin embargo, este sobre costo energético puede compensarse con menores costos de mantenimiento, operación simplificada y menor gasto en seguridad industrial (Mokhatab et al., 2014a).

Así mismo, su compatibilidad con fuentes de energía renovable como micro centrales hidroeléctricas o fotovoltaicas permite reducir el costo por tonelada en el mediano plazo, especialmente en zonas no interconectadas (Smith et al., 2005).

6.5.5 Comparación con Modelos de Inversión

Al aplicar un modelo clásico de evaluación económica como el propuesto por (Peters et al., 2003), se comprobó la competitividad del ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC) en proyectos de GNL a pequeña escala. Este enfoque permitió cuantificar la rentabilidad esperada bajo condiciones operativas representativas y verificar la viabilidad del sistema más allá de la comparación cualitativa de costos y eficiencia.

El modelo consideró una planta con una capacidad de 50.000 toneladas/año, una inversión inicial (CAPEX) promedio de 12,5 millones USD, costos operativos (OPEX) de 2,45 millones USD/año, un precio de venta del GNL de 110 USD/ton, y una tasa de descuento del 10 % anual. Con base en estos supuestos y una vida útil de 15 años, se elaboró el flujo de caja descontado cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 22. Evaluación Económica del Ciclo NEC (flujos descontados y VAN)

Año	Ingresos (MUSD)	OPEX (MUSD)	Flujo Neto (MUSD)	Factor de Descuento (10%)	Flujo Neto Descontado (MUSD)	VAN Acumulado (MUSD)
0	0,0	0,00	-12,50	1,00	-12,50	-12,50
1	5,5	2,45	3,05	0,91	2,77	-9,73
2	5,5	2,45	3,05	0,83	2,52	-7,21
3	5,5	2,45	3,05	0,75	2,29	-4,92
4	5,5	2,45	3,05	0,68	2,08	-2,83
5	5,5	2,45	3,05	0,62	1,89	-0,94
6	5,5	2,45	3,05	0,56	1,72	0,78
7	5,5	2,45	3,05	0,51	1,57	2,35
8	5,5	2,45	3,05	0,47	1,42	3,77
9	5,5	2,45	3,05	0,42	1,29	5,07
10	5,5	2,45	3,05	0,39	1,18	6,24
11	5,5	2,45	3,05	0,35	1,07	7,31
12	5,5	2,45	3,05	0,32	0,97	8,28
13	5,5	2,45	3,05	0,29	0,88	9,17
14	5,5	2,45	3,05	0,26	0,80	9,97
15	5,5	2,45	3,05	0,24	0,73	10,70

Nota: Los indicadores financieros obtenidos reflejan un Valor Actual Neto (VAN) positivo de aproximadamente 10,7 millones de USD, lo que evidencia una sólida rentabilidad del proyecto bajo una tasa de descuento del 10 %. La Tasa Interna de Retorno (TIR) estimada del 13,2 % y un periodo de recuperación (Payback) cercano a nueve años confirman que la inversión en una planta NEC resulta económicamente atractiva para aplicaciones de pequeña escala. Fuente: elaboración propia con base en (Peters et al., 2003).

Estos resultados respaldan la viabilidad financiera del ciclo de expansión con nitrógeno, especialmente en escenarios donde el GNL sustituye combustibles líquidos de alto costo (como el diésel) y en zonas de difícil acceso donde la construcción de gasoductos o infraestructura convencional no es económicamente factible.

Aunque el ciclo NEC no es el más eficiente desde el punto de vista energético, su bajo costo de mantenimiento, la sencillez operativa y la seguridad inherente al uso del nitrógeno como refrigerante lo consolidan como una opción económica y técnicamente equilibrada para proyectos descentralizados de licuefacción. Los resultados obtenidos reafirman que esta tecnología constituye una alternativa viable para ampliar el acceso a energías limpias en regiones apartadas, contribuyendo al desarrollo productivo y a la equidad territorial en Colombia (Peters et al., 2003).

6.6 Mapa de Zonas Piloto Recomendadas en Colombia

La selección de los posibles sitios para implementar una planta piloto de licuefacción de GNL mediante tecnología del ciclo NEC se ha realizado considerando factores técnicos, logísticos, socioeconómicos y ambientales, en línea con las necesidades energéticas identificadas en el país (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a). El objetivo es identificar territorios en los que esta solución tecnológica pueda generar el mayor impacto positivo, tanto en la cobertura del servicio

de gas como en la reducción del uso de combustibles contaminantes (Álvarez Pelegrý & Balbás Peláez, 2003).

En primer lugar, se priorizaron zonas sin acceso a la red nacional de gasoductos, donde la dependencia de combustibles como la leña, el diésel o el GLP en cilindros es alta. Ejemplo de ello son los departamentos amazónicos y de la Orinoquía. Leticia (Amazonas), Mitú (Vaupés), Inírida (Guainía) y Puerto Carreño (Vichada). En estas regiones, el aislamiento geográfico y la dispersión poblacional hacen inviable la extensión de la infraestructura convencional, por lo que una planta de ciclo NEC, con su diseño modular, seguro y compacto, permitiría abastecer de GNL a comunidades a través de rutas fluviales y aéreas (Petro Urrego et al., 2023; Restrepo et al., 2021).

En segundo lugar, se contemplaron territorios con baja conectividad terrestre y alta vulnerabilidad energética, como el Chocó. Municipios como Quibdó, Bahía Solano y Nuquí dependen de combustibles líquidos para sus necesidades básicas, lo que incrementa los costos y las emisiones (Angulo et al., 2023). La instalación de un sistema NEC aquí no solo reduciría las emisiones, sino que también aprovecharía la logística marítima y fluvial existente para distribuir el GNL hacia comunidades costeras y ribereñas (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2021).

Asimismo, las islas de San Andrés y Providencia representan un caso particular. Al estar completamente aisladas del sistema continental, su abastecimiento energético depende del transporte marítimo de combustibles. La implementación de un ciclo NEC en San Andrés y Providencia garantizaría un suministro seguro y confiable, minimizando riesgos asociados a la inflamabilidad de los combustibles convencionales y alineándose con las estrictas normativas de seguridad en entornos turístico (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2022).

Por otro lado, Buenaventura surge como una opción estratégica por su posición como principal puerto del Pacífico colombiano y su experiencia previa en operaciones piloto de GNL (GNL Global, 2022). Su infraestructura portuaria permitiría la recepción y posterior distribución del combustible hacia comunidades costeras y marítimas cercanas, facilitando la logística del proyecto.

De manera especial, se incluye Florencia (Caquetá), capital de la región amazónica, por su rol como puerta de entrada hacia municipios como Puerto Rico y Solano, que carecen de acceso a gas natural. Florencia cuenta con infraestructura básica, conectividad aérea y fluvial, así como zonas industriales aptas para la instalación de una planta piloto. Esta ubicación permitiría centralizar la producción y facilitar la distribución hacia las zonas más apartadas del suroriente colombiano (Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2023).

Finalmente, se consideró la región del Magdalena Medio, con ciudades como Barrancabermeja (Santander), Puerto Boyacá (Boyacá) y Honda (Tolima). Estas localidades, cercanas a zonas productoras de gas, permitirían evaluar la eficiencia del ciclo NEC en un entorno semi industrial y con una logística mixta terrestre–fluvial, sirviendo como modelo replicable para otras regiones intermedias del país (Promigas, 2024).

En conjunto, estas ubicaciones representan una muestra diversa de contextos, desde regiones amazónicas e insulares hasta áreas industriales intermedias que permitirían validar la adaptabilidad, eficiencia y viabilidad económica de la tecnología de ciclo NEC en Colombia, asegurando que la planta piloto se pruebe en escenarios que reflejen los principales retos y oportunidades para la expansión del GNL a pequeña escala (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

6.7 Propuesta de Localización de una Planta Piloto

La localización de una planta piloto de licuefacción de gas natural es una decisión clave que influirá directamente en el éxito de la operación a pequeña escala. En particular, para proyectos de GNL ubicados en zonas aisladas, la selección de la ubicación debe considerar no solo los aspectos técnicos y económicos, sino también factores logísticos, ambientales y sociales (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a). En este sentido, Florencia, la capital del departamento de Caquetá, se ha seleccionado como la propuesta más adecuada para el desarrollo de la planta piloto. Esta decisión se basa en un análisis exhaustivo de la infraestructura disponible, los costos asociados, las condiciones geográficas y las necesidades operativas de la tecnología seleccionada, en particular el Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC).

Florencia ofrece una combinación única de ventajas geográficas y logísticas que la convierten en la opción ideal para la instalación de la planta piloto. En primer lugar, la accesibilidad al gas natural en esta región, sumada a la proximidad a zonas con recursos energéticos renovables, asegura una fuente constante y confiable de energía para el proceso de licuefacción. Además, Florencia posee grandes extensiones de terreno con costos bajos, lo que facilita la adquisición de un área adecuada para la planta y la posibilidad de futuras ampliaciones (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2022).

En cuanto a la infraestructura, aunque Florencia es una ciudad relativamente pequeña, posee los servicios básicos necesarios, como electricidad, agua y comunicaciones, que son esenciales para la operación de una planta piloto. A pesar de estar en una zona remota, Florencia cuenta con buenas rutas de transporte tanto por carretera como fluviales, lo que facilita el acceso a repuestos, materiales e incluso la distribución del GNL. La adaptabilidad de la tecnología de

ciclo NEC es también un factor crucial, ya que su diseño modular y bajos requisitos de espacio permiten su implementación en esta región con infraestructura limitada, asegurando su viabilidad operativa (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023).

Además, las condiciones ambientales de la zona son compatibles con las exigencias operativas del ciclo NEC. El clima cálido y húmedo de Florencia, aunque presenta ciertos desafíos, no afecta negativamente el desempeño de la tecnología seleccionada. La tecnología de ciclo NEC, con su simplicidad operativa y alta seguridad por el uso de nitrógeno inerte como refrigerante, es particularmente adecuada para operar en entornos con infraestructura limitada y condiciones extremas, como las que se podrían presentar en esta región (Roberts et al., 2015).

En resumen, Florencia se presenta como la mejor opción para la localización de la planta piloto de licuefacción de gas natural, gracias a sus ventajas logísticas, la disponibilidad de recursos energéticos y la infraestructura básica adecuada para un proyecto piloto. Su ubicación estratégica permite maximizar las oportunidades de acceso a mercados y de expansión futura, mientras que su compatibilidad con la tecnología de ciclo NEC garantiza un funcionamiento eficiente y sostenible. Si bien existen desafíos logísticos y climáticos, estos pueden ser mitigados con la implementación de una tecnología flexible y adecuada a las características del terreno. Por lo tanto, Florencia es una opción sólida y viable para iniciar el desarrollo de esta planta piloto, contribuyendo a la diversificación energética de Colombia y al desarrollo sostenible de proyectos en zonas remotas (Mokhatab et al., 2014a).

6.8 Parámetros Técnicos y de Operación Ideales

La correcta definición de los parámetros técnicos y operativos de una planta de licuefacción es fundamental para garantizar su desempeño energético, su viabilidad económica y su sostenibilidad en el tiempo, especialmente en contextos geográficos donde las condiciones son

desafiantes. En el caso de la licuefacción de gas natural a pequeña escala en zonas aisladas, la tecnología seleccionada. El Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC), se presenta como una alternativa eficiente, segura y modular que se adapta a entornos sin acceso a infraestructura convencional como redes de gasoductos o sistemas eléctricos robustos (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

A diferencia de otros ciclos más complejos que utilizan refrigerantes mixtos inflamables, el ciclo NEC emplea nitrógeno puro como fluido de trabajo, lo cual simplifica el diseño, mejora la seguridad operativa y reduce los requisitos de mantenimiento. Sin embargo, alcanzar un rendimiento óptimo bajo esta configuración requiere establecer parámetros precisos que equilibren la termodinámica del sistema con la eficiencia energética y la realidad logística del entorno (Restrepo et al., 2021).

Estos parámetros incluyen presiones de compresión, temperaturas de licuefacción, configuraciones de equipos clave (como turbinas y MCHE), así como valores de consumo energético específico y capacidades óptimas de producción (Bahadori, 2014). Todos estos elementos han sido recopilados a partir de literatura especializada, manuales técnicos y experiencias en plantas reales, con el objetivo de proporcionar una guía de diseño clara, aplicable y respaldada para futuras implementaciones en Colombia y territorios con condiciones similares.

A continuación, se presenta una tabla con los valores ideales recomendados para una planta de ciclo NEC, adaptada a proyectos de GNL descentralizado:

Tabla 23. *Parámetros Técnicos y de Operación Ideales*

Parámetro	Valor Ideal / Rango	Justificación técnica
Presión de compresión del N ₂	40–60 bar	Permite alcanzar temperatura de licuefacción tras la expansión sin requerir mezclas criogénicas complejas.
Temperatura de licuefacción GN	-160 °C	Corresponde al punto de licuefacción del metano a presión atmosférica.
Temperatura de entrada del N ₂	~30 °C	Condiciones ambientales medias para precalentamiento antes de compresión.
Temperatura tras expansión	-165 a -170 °C	Rango efectivo para lograr intercambio térmico con el GN.
Eficiencia isentrópica de turbina	≥ 75%	Clave para lograr un rendimiento adecuado en la etapa de expansión.
Eficiencia isentrópica del compresor	70–80%	Mejora la relación de compresión y reduce el consumo específico de energía.
Consumo energético específico (SEC)	400–600 kWh/ton GNL	Valor típico para ciclos NEC en aplicaciones a pequeña escala.
Relación de compresión	6:1 – 10:1	Ratio óptima entre la presión de entrada y salida del compresor para balance energético.

Tipo de refrigerante	Nitrógeno puro	No inflamable, no tóxico, ideal para operación segura y modular.
	MCHE	
Configuración del intercambiador	(compuesto aluminio-brazado)	Alta eficiencia térmica, tamaño compacto y bajo ΔT para licuefacción.
Refrigeración previa (precooling)	Aire ambiente o torre de enfriamiento	Evita complejidad y necesidad de hidrocarburos en ciclos simples.
Capacidad óptima	5–20 ton GNL/día	Rango viable para abastecer comunidades, industrias o transporte en zonas aisladas.

Nota: Los parámetros técnicos y operativos presentados corresponden a valores de referencia para ciclos de expansión con nitrógeno en pequeña escala, reportados en la literatura especializada (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Majzoub, 2012; Mortazavi et al., 2014; Restrepo et al., 2021). Se observa que el rango de presión de compresión (40–60 bar) y la eficiencia de turbinas y compresores (70–80%) permiten asegurar la viabilidad energética del proceso, mientras que la temperatura de licuefacción ($-160\text{ }^{\circ}\text{C}$) constituye el punto crítico para alcanzar la fase líquida del gas natural. Estos resultados reflejan condiciones técnicas óptimas aplicables a proyectos modulares y en zonas aisladas.

6.9 Recursos Requeridos Para la Operación Continua del Ciclo NEC

La operación continua y estable de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala depende de la disponibilidad, gestión eficiente y sostenibilidad de recursos tanto técnicos como humanos. En el caso del Ciclo de Expansión con Nitrógeno (NEC), los requerimientos son

notablemente más bajos en complejidad que otras tecnologías, lo que lo hace especialmente apto para aplicaciones en zonas remotas y con limitadas capacidades logísticas (Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

6.9.1 Suministro de Gas Natural

El primer recurso esencial es el acceso estable a gas natural seco (contenido de agua y CO₂ < 1%), ya sea a través de:

- Un mini colector desde un pozo de producción local.
- Un gasoducto flexible conectado a un sistema principal.
- Camiones cisterna en zonas intermedias, si la planta cuenta con un sistema de reconversión.

El gas debe ser previamente tratado y deshidratado, ya que cualquier traza de humedad puede causar formación de hidratos y daños en los equipos criogénicos (Bahadori, 2014).

6.9.2 Suministro de Nitrógeno

El ciclo NEC requiere nitrógeno de alta pureza (99.99%) como refrigerante. Este puede ser:

- Generado en sitio mediante unidades PSA o criogénicas compactas.
- O transportado en tanques presurizados y recargables.

Dado que el nitrógeno es un gas inerte y reciclable, su consumo neto es bajo, pero se requiere una carga inicial y un sistema de recirculación hermético para evitar pérdidas (Mokhatab et al., 2014a).

6.9.3 Energía Eléctrica Continua

Para alimentar compresores, sistema de control, bombas de nitrógeno y auxiliares, se necesita un suministro eléctrico estable, que puede provenir de:

- Conexión a red eléctrica rural (si está disponible).
- Grupos electrógenos diésel o GN, de mínimo 300–500 kW.

- Alternativamente, integración con sistemas híbridos solares-diesel en lugares aislados (Mortazavi et al., 2014).

Recurso humano

La planta de ciclo NEC se caracteriza por su alto grado de automatización, lo que reduce la dependencia de operadores. Sin embargo, se requiere:

- 1–2 operadores técnicos por turno (formación técnica en procesos térmicos).
- 1 ingeniero supervisor con conocimientos en sistemas criogénicos, seguridad y mantenimiento.
- Personal de logística y transporte (2–3 personas para abastecimiento y distribución de GNL).

El entrenamiento es fundamental y debe contemplar **simulación de fallos**, procedimientos de emergencia y mantenimiento básico (Lim et al., 2020).

6.9.4 Repuestos, Insumos y Mantenimiento

Para garantizar operación continua durante 12–18 meses sin paradas mayores:

- Inventario de repuestos críticos: válvulas criogénicas, sensores de presión/temperatura, componentes eléctricos.
- Lubricantes especializados y filtros para compresores.
- Contrato de mantenimiento preventivo y remoto con el proveedor de equipos.

El diseño modular permite que gran parte del mantenimiento se realice sin interrumpir completamente el proceso (Majzoub, 2012).

6.9.5 Infraestructura Mínima

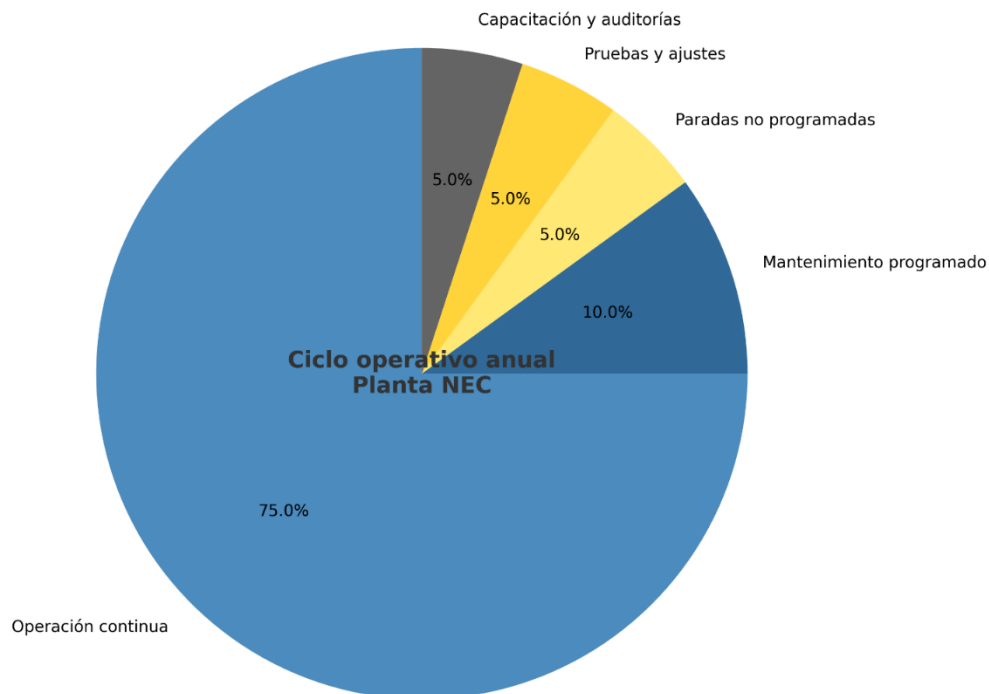
Para asegurar una operación eficiente:

- Área de operación compacta: entre **300–500 m²**.
- Plataformas de concreto niveladas y drenaje anticongelante.
- Sombra o cerramiento para control térmico en ambientes tropicales.
- Espacio para almacenamiento de GNL, nitrógeno y generadores auxiliares (Mokhatab et al., 2014a).

6.10 Ciclo Operativo Anual de una Planta Tipo NEC (Nitrogen Expander Cycle)

El ciclo operativo anual de una planta de licuefacción de gas natural mediante tecnología de ciclo NEC (Nitrogen Expander Cycle) comprende una serie de etapas planificadas y no planificadas que garantizan la continuidad, seguridad y eficiencia del proceso productivo. La distribución del tiempo a lo largo del año se estructura de forma que la operación continua ocupe la mayor parte del calendario, complementada con actividades de mantenimiento, ajustes técnicos, capacitaciones y auditorías. La representación gráfica de este ciclo permite visualizar de forma sencilla la proporción de tiempo dedicada a cada etapa, facilitando la planificación de recursos y la programación de intervenciones (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

Figura 17. *Ciclo Operativo Anual de una Planta de Licuefacción Ciclo NEC*



Fuente: (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a)

Nota: La figura muestra la proporción estimada del tiempo anual dedicado a cada etapa del ciclo operativo: operación continua (75 %), mantenimiento programado (10 %), paradas no programadas (5 %), pruebas y ajustes (5 %) y capacitación/auditorías (5 %). Elaboración propia con base en estimaciones técnicas y literatura especializada (Bahadori, 2014; Lim et al., 2020; Mokhatab et al., 2014a).

7. Conclusiones

- Uno de los mayores retos de esta investigación fue encontrar información técnica sobre los procesos de licuefacción de GNL. La mayoría de los documentos consultados estaban orientados a proyectos de gran escala, muy diferentes a la realidad y a las necesidades actuales del país. Esto obligó a analizar y adaptar la información disponible para poder ajustarla al contexto nacional y responder de manera coherente a los objetivos del estudio.
- La realización de este proyecto permitió analizar y comparar diferentes tecnologías de licuefacción de gas natural a pequeña escala. A partir de la aplicación de la matriz de decisión, se evidenció que la alternativa más viable para implementar en Colombia es el ciclo de expansión con nitrógeno (NEC). Este resultado se justifica en que el ciclo NEC obtuvo la mayor ponderación en los criterios de simplicidad operativa, baja necesidad de personal especializado, requerimientos reducidos de espacio y facilidad logística, aspectos que resultan determinantes para su aplicación en zonas aisladas del país.
- Más allá del análisis técnico, este proyecto abrió nuevas perspectivas sobre la manera en que la ingeniería puede contribuir a la reducción de brechas sociales y territoriales. En este sentido, se reafirma que la energía no debe concebirse únicamente como un recurso, sino como un derecho fundamental y una condición indispensable para el desarrollo, el bienestar y la dignidad humana de un país.

8. Recomendaciones

- Se recomienda iniciar la implementación del ciclo de expansión con nitrógeno (NEC) a través de proyectos piloto en zonas donde la falta de cobertura de gas natural es crítica. Estos pilotos permitirán validar en campo las ventajas del ciclo NEC (simplicidad, modularidad y bajo requerimiento de espacio) identificadas en la matriz de decisión, y generar evidencia práctica para su replicación a nivel nacional.
- Dado que la eficiencia energética fue uno de los criterios con menor puntuación en el ciclo NEC dentro de la matriz de decisión, se recomienda fomentar investigaciones aplicadas orientadas a la reducción del consumo energético. Esto puede lograrse mediante integración con sistemas de precoolers eficientes, recuperación de calor residual y el uso complementario de energías renovables en el suministro eléctrico de la planta, lo que contribuirá a reducir el OPEX y las emisiones asociadas.
- Con base en el criterio de “requerimiento de personal”, se recomienda diseñar e implementar programas de capacitación continua en operación y mantenimiento de equipos criogénicos, enfocados en técnicos locales de las regiones donde se instalarán plantas de ciclo NEC. Esto no solo garantizará la sostenibilidad operativa del sistema, sino que también impulsará la generación de capacidades técnicas nacionales y reducirá la dependencia de personal extranjero altamente especializado.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2025). *Estadísticas de producción – Sistemas Integrados de Operaciones*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
<https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>
- Álvarez Pelegrý, E., & Balbás Peláez, J. (2003). *El gas natural: Del yacimiento al consumidor. Aprovechamientos y cadena del gas natural licuado*. Editorial Dossat.
- Angulo, R., Espinosa, F., & Quinchua, J. (2023). *EL GAS NATURAL como vehículo para elevar el bienestar y reducir la privación energética de los hogares en Colombia*. Inclusión SAS.
- Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing: Technology and Engineering Design*. Gulf Professional Publishing.
- Bolsa Mercantil de Colombia. (2024). *Potencial de producción de gas natural decaerá los próximos años*. Bolsa Mercantil de Colombia.
<https://www.bolsamercantil.com.co/potencial-de-produccion-gas-natural-decaera-los-proximos-a%C3%B1os>
- Cabrales, S., & Benavides, J. (2025). *Nota 1. Incremento del precio del gas natural residencial en escenarios de mayor importación* (Serie de notas técnicas sobre el impacto del déficit de gas natural y el aumento de precios para los usuarios finales). Fedesarrollo.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2021). *Informe sobre la contratación de capacidad y uso del servicio de carga de cisternas de GNL en las plantas de regasificación* (Expediente INF/DE/103/20; Sala de Supervisión Regulatoria).
Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmc.es>

- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) & Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2022). *Política de transición energética* (Documento CONPES 4075). Departamento Nacional de Planeación. <https://www.dnp.gov.co/>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2023, enero 1). *Proyecciones de población municipal 2023—Florencia, Caquetá*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). <https://www.dane.gov.co>
- Ecopetrol S.A. (2020). *Análisis composicional del gas natural en Colombia* [Informe técnico]. Dirección de Gas y Energía – Ecopetrol.
- Ecopetrol S.A. (2021). *Reporte Integrado de Gestión Sostenible Ecopetrol S.A. 2020* [Reporte de sostenibilidad]. Ecopetrol S.A. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/InformesGestionSostenibilidad/Informesdegestion>
- Eiksund, O., Brodal, E., & Jackson, S. (2018). Optimization of Pure-Component LNG Cascade Processes with Heat Integration. *Energies*, *11*(1), 202. <https://doi.org/10.3390/en11010202>
- Gao, L., Wang, J., Binama, M., Li, Q., & Cai, W. (2022). The Design and Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: A Review. *Energies*, *15*(21), 7895. <https://doi.org/10.3390/en15217895>
- GNL Global. (2022, agosto 3). *Grupo Ecopetrol inicia prueba piloto para importar GNL por la Costa Pacífica*. GNL Global. <https://gnlglobal.com/grupo-ecopetrol-inicia-prueba-piloto-para-importar-gnl-por-la-costa-pacifica/>
- Guo, B., & Ghalambor, A. (2014). *Natural Gas Engineering Handbook*. Elsevier.

- Hermeling, W. (2024). *Compendium for the LNG and CNG Practitioner: Liquefied Natural Gas in Application* (1, Ed.). Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-38258-2>
- Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2011). *Fundamentals of Natural Gas Processing* (2nd ed., Ed.). CRC Press, Taylor & Francis Group.
- Kochunni, S. K., & Chowdhury, K. (2019). LNG boil-off gas reliquefaction by Brayton refrigeration system – Part 1: Exergy analysis and design of the basic configuration. *Energy*, *176*, 753-764. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.032>
- Lee, M. S., Khan, M. S., & Lee, M. (2016). Evolution and optimization of the dual mixed refrigerant process of natural gas liquefaction. *Applied Thermal Engineering*, *96*, 320-329. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.11.097>
- Lim, W., Lee, I., Kim, H.-J., & Lee, I. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes. *Applied Thermal Engineering*, *169*, 114818. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114818>
- López, E. (2019). *Licuefacción de gas natural: Diseño y evaluación de procesos para GNL a pequeña escala*. Universidad Nacional de Colombia.
- Ma, G., Zhang, C., Ding, Y., & Li, B. (2017). A study on the use of dual mixed refrigerant in a cascade dual mixed refrigerant cycle. *Advances in Mechanical Engineering*, *9*(6), 168781401771058. <https://doi.org/10.1177/1687814017710582>
- Majzoub, M. (2012). *Evaluation and Selection of the Precooling Stage for LNG Processes* [Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology (NTNU)]. <https://hdl.handle.net/11250/183507>
- Menon, E. S. (2005). *Gas pipeline hydraulics*. Taylor & FRancis.

- Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014a). *Handbook of liquefied natural gas* (First edition). Elsevier, GPP.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2019). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing* (4.^a ed.). Gulf Professional Publishing.
- Mortazavi, A., Al-AbulKarem, A., Hwang, Y., & Radermacher, R. (2014). Process optimization strategies in small-scale LNG units. En S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil, & D. A. Wood (Eds.), *Handbook of Liquefied Natural Gas* (pp. 151-170). Gulf Professional Publishing.
- National Fire Protection Association. (2019). *NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*. NFPA.
- Naturgas (Asociación Colombiana de Gas Natural). (2024). *El gas natural en cifras: Informe del gas natural 2024*. Naturgas. <https://www.naturgas.com.co>
- Perry, R. H., & Green, D. W. (2008). *Perry's Chemical Engineers' Handbook* (8th ed., Ed.). McGraw-Hill.
- Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). *Plant design and economics for chemical engineers* (5th ed). McGraw-Hill.
- Petro Urrego, G., Márquez Mina, F., Vélez Torres, I., & et al. (2023). *Diagnóstico base para la Transición Energética Justa* [Reporte gubernamental / Diagnóstico]. Ministerio de Minas y Energía.
https://www.minenergia.gov.co/documents/10439/2._Diagnóstico_base_para_la_TEJ.pdf
- Poling, B. E., Prausnitz, J. M., & O'Connell, J. P. (2001). *The Properties of Gases and Liquids* (5th ed., Ed.). McGraw-Hill.

- Promigas. (2020). *Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2020: Cifras 2019* (Edición XXI; Cifras 2015–2019). Promigas. <https://www.promigas.com/>
- Promigas. (2024). *Informe del Sector Gas Natural en Colombia 2024* (Edición XXV; Cifras 2019–2023). Promigas. <https://www.promigas.com/>
- Ramirez, L. (2024, diciembre 23). Gas natural en Colombia: Cifras 2024. *Naturgas*.
<https://naturgas.com.co/gas-natural-en-colombia-cifras-2024/>
- Restrepo, Á., López, J. C., Salazar Isaza, H., Saldarriaga, C. A., & Tibaquirá, J. E. (2021). *Gas natural licuado: Una opción para la transición energética en Colombia*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Roberts, M. J., Chen, F., & Saygı-Arslan, Ö. (2015). Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG. *Gas Processing News*.
<https://www.gasprocessingnews.com/articles/2015/08/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng/>
- Smith, J., Johnson, M., & Lee, S. (2005). *Principles of Refrigeration Engineering*. Engineering Press.
- Snyder, J. (2023, mayo 5). LNG newbuilds to get «boost» from Wärtsilä reliquefaction systems. *Riviera Maritime Media*. <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/lng-newbuilds-to-get-boost-from-wrtsil-reliquefaction-systems-75928>
- Tan, H., Shan, S., Nie, Y., & Zhao, Q. (2018). A new boil-off gas re-liquefaction system for LNG carriers based on dual mixed refrigerant cycle. *Cryogenics*, 92, 84-92.
<https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2018.04.009>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). *Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038 (ETPAGN)*. UPME.

<https://www.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). *Hacia la implementación del PNSL y otros CIAC para la cocción doméstica de alimentos (Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros CIAC)*. UPME. <https://www.upme.gov.co>

Venkatarathnam, G. (2008). *Cryogenic Mixed Refrigerant Processes*. Springer.

Wärtsilä Corporation. (2023). *This is Wärtsilä 2023*. Wärtsilä Corporation.

<https://www.wartsila.com/docs/default-source/investors/financial-materials/corporate-presentations/this-is-w%C3%A4rtsil%C3%A4-2023.pdf>

Wu, X., Wang, Z., Dong, M., Dong, L., & Ge, Q. (2021). A Critical Analysis of Natural Gas Liquefaction Technology. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 18(1), 145-158.

<https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.018227>

Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020a). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 166, 114736.

<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114736>

Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. P. C. (2020b). Technical and economic optimization of expander-based small-scale natural gas liquefaction processes with absorption precooling cycle. *Energy*, 191, 116592-116592.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116592>