

Micro-LNG for Energy Security in Northern Peru: A Techno-Economic Framework Based on Mature Gas Fields

Javier Francisco Huaytan Ponce¹; Beatriz Juana Adaniya Higa²

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, Javier.huaytan.p@uni.pe,

²Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, badaniya@uni.edu.pe

Abstract– This study develops and evaluates a techno-economic framework for decentralized liquefied natural gas (LNG) supply aimed at strengthening energy security in northern Peru through the implementation of a micro-LNG plant under a Brownfield scheme integrated with existing gas infrastructure in the Paita area, Piura region. The methodology combines process simulation for the selection of small-scale liquefaction technologies, assessment of gas availability from nearby mature fields, and modeling of capital, operational, and storage costs. In addition, a financial evaluation based on discounted cash flow is performed using a weighted average cost of capital (WACC) adjusted for country risk and regulatory requirements related to strategic storage. The results indicate that the use of a mixed refrigerant liquefaction scheme, supplied with local gas from the Paita–Piura area, enables a technically feasible and financially attractive project, with a positive net present value and an internal rate of return above the project's WACC, while remaining competitive with centralized LNG supply from the Melchorita plant. Sensitivity analysis identifies LNG selling price as the main driver of profitability, allowing the definition of a feasible negotiation range between producers and industrial users. Furthermore, the incorporation of a strategic LNG storage system equivalent to 30 days of consumption, in compliance with current regulations, significantly enhances regional supply resilience and improves project performance under disruption scenarios. Overall, the results demonstrate that Brownfield micro-LNG projects supplied by mature gas fields constitute a scalable and replicable solution to decentralize supply, reduce vulnerability to logistical and social disruptions, and ensure reliable and cost-effective natural gas supply for energy-intensive sectors.

Keywords– Micro-LNG, decentralized gas supply, energy security, Brownfield, strategic LNG storage

Microplanta de GNL para la seguridad energética en el norte del Perú: Un marco técnico-económico basado en yacimientos de gas maduros

Javier Francisco Huaytan Ponce¹; Beatriz Juana Adaniya Higa²

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, Javier.huaytan.p@uni.pe

²Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, badaniya@uni.edu.pe

Resumen— Este estudio desarrolla y evalúa un marco técnico-económico para el suministro descentralizado de gas natural licuado (GNL), orientado a fortalecer la seguridad energética en el norte del Perú mediante la implementación de una microplanta de GNL bajo un esquema *Brownfield*, integrada a infraestructura gasífera existente en la zona de Paita, departamento de Piura. La metodología combina la simulación de procesos para la selección de tecnologías de licuefacción a microescala, la evaluación de la disponibilidad de gas proveniente de yacimientos maduros cercanos, y el modelamiento de costos de inversión, operación y almacenamiento. Asimismo, se incorpora una evaluación financiera basada en flujo de caja descontado, utilizando un costo promedio ponderado de capital (WACC, siglas en inglés) ajustado por riesgo país y por requerimientos regulatorios asociados al almacenamiento estratégico. Los resultados indican que el uso de un esquema de licuefacción mediante refrigerante mixto, abastecido con gas local de la zona Paita–Piura, permite obtener un proyecto técnicamente viable y financieramente atractivo, con un valor actual neto positivo y una tasa interna de retorno superior al WACC, manteniendo competitividad frente al suministro centralizado de GNL desde la planta de Melchorita. El análisis de sensibilidad identifica al precio de venta del GNL como la principal variable que impulsa la rentabilidad, permitiendo definir una ventana de negociación viable entre el productor y los usuarios industriales. Asimismo, la incorporación de un sistema de almacenamiento estratégico de GNL equivalente a 30 días de consumo, en cumplimiento de la normativa vigente, mejora significativamente la resiliencia del suministro regional y el desempeño económico del proyecto durante eventos de interrupción. En conjunto, los resultados demuestran que los proyectos de micro-GNL bajo esquemas *Brownfield*, abastecidos por campos maduros, constituyen una alternativa replicable para descentralizar el suministro, reducir la vulnerabilidad ante interrupciones logísticas y sociales, y asegurar un abastecimiento confiable y costo-efectivo de gas natural para sectores intensivos en energía.

Palabras clave— Micro-GNL, suministro descentralizado de gas, seguridad energética, *Brownfield*, almacenamiento estratégico de GNL

I. INTRODUCCIÓN

El suministro de gas natural en el norte del Perú depende actualmente de un esquema altamente centralizado, basado en el transporte virtual de gas natural licuado (GNL) desde la Planta de Licuefacción de Melchorita, ubicada en el sur del país. Si bien este modelo permitió la masificación inicial del

gas natural fuera del área de influencia del Gasoducto de Camisea, en la práctica ha mostrado una elevada vulnerabilidad frente a interrupciones logísticas, conflictos sociales y fallas operativas en instalaciones críticas de la cadena de suministro. Entre los años 2017 y 2023 se registraron múltiples eventos de restricción del suministro, que derivaron incluso en declaratorias de emergencia para las concesiones del noroeste del país.

Esta dependencia de una única fuente centralizada de GNL expone a los usuarios residenciales, comerciales e industriales del norte del Perú a riesgos de desabastecimiento y volatilidad de precios, afectando directamente la seguridad energética regional. En particular, sectores como la minería y el transporte pesado, caracterizados por una demanda energética intensiva y continua, requieren esquemas de suministro más resilientes, cercanos a los centros de consumo y menos dependientes de un solo punto de origen.

Paralelamente, el noroeste peruano cuenta con campos de gas natural maduros con reservas probadas y probables, así como con infraestructura existente de procesamiento, transporte y facilidades operativas que actualmente se encuentran subutilizadas. Este contexto abre la posibilidad de implementar soluciones descentralizadas de producción de GNL a pequeña escala bajo esquemas *Brownfield*, que aprovechen activos existentes y reduzcan los riesgos técnicos, económicos y de plazo asociados al desarrollo de nuevos proyectos. No obstante, a medida que la demanda regional de gas natural se incremente y la capacidad disponible sea absorbida, los futuros proyectos de microplantas de GNL tenderán a requerir desarrollos adicionales de infraestructura, configurándose progresivamente bajo esquemas *Greenfield*, con mayores requerimientos de inversión y complejidad regulatoria.

Si bien la literatura técnica ha abordado ampliamente el desarrollo de microplantas de GNL desde una perspectiva de eficiencia de procesos y optimización de costos, la mayoría de los estudios se concentra en proyectos *Greenfield* o en evaluaciones puramente tecnológicas. Existe, por tanto, una brecha en el estado del arte respecto a análisis integrales que comparen implícitamente los esquemas *Brownfield* y *Greenfield*, incorporando de manera simultánea la

disponibilidad de reservas maduras, la reutilización de infraestructura existente, los requerimientos regulatorios de almacenamiento estratégico y la viabilidad económico-financiera en mercados emergentes con esquemas de concesión regulados.

En este contexto, el presente trabajo propone y evalúa un marco técnico-económico para la implementación de una microplanta de GNL en esquema *Brownfield* en la zona de Paita–Piura, orientado a fortalecer la seguridad energética del norte del Perú en el corto y mediano plazo. El estudio integra la selección de tecnología de licuefacción a microescala mediante simulación de procesos, la validación de la oferta de gas a partir de campos maduros, el modelamiento de costos de inversión y operación, y una evaluación financiera basada en flujo de caja descontado con un *WACC* ajustado por riesgo país y exigencias regulatorias.

El principal aporte de este trabajo consiste en demostrar que los proyectos de micro-GNL desarrollados inicialmente bajo un esquema *Brownfield*, abastecidos por campos de gas maduros, constituyen una alternativa técnica, económica y regulatoriamente viable frente al suministro centralizado de GNL, al tiempo que permiten sentar las bases para una transición ordenada hacia esquemas *Greenfield* en escenarios de expansión futura de la demanda. De este modo, el estudio propone un modelo replicable para mejorar la resiliencia del sistema energético regional y reducir la dependencia de un único punto de suministro.

II. METODOLOGÍA

A. Consideraciones previas

El proyecto *Brownfield* se ubica en la provincia de Paita - departamento de Piura - sobre las instalaciones preexistentes. Su objetivo es abastecer la creciente demanda de GNL hasta aproximadamente 750.5 m³/día hacia el año 2040 (o un suministro de gas natural de 0.051 trillones de pies cúbicos (*TCF*), total acumulado hasta el año 2040), para la atención de una demanda puntual conformada por camiones mineros de GNL, estaciones de servicio de GNL de servicio pesado y estaciones de regasificación distritales (en la zona norte del país). Bajo el esquema *Brownfield* propuesto, la tarifa o precio del gas natural se establecería mediante un contrato privado de suministro con el productor, mientras la concesionaria de distribución en la zona norte del país no establezca la tarifa.

Respecto de la evaluación financiera, el precio final de venta del GNL —entendido como el monto que pagaría un consumidor que adquiera el producto directamente desde la microplanta frente a la alternativa de abastecimiento desde la Planta Melchorita, actualmente el único proveedor de referencia— debe mantenerse dentro de rangos competitivos y socialmente razonables. Esto considerando que el suministro estaría destinado a usuarios residenciales y comerciales de las estaciones de regasificación de la concesión de Quavii, especialmente en escenarios de eventual restricción del suministro proveniente de la Planta Melchorita.

B. Componentes de la evaluación

1) *Simulación de procesos para selección de la tecnología de licuefacción.*

2) *Validación de oferta de gas mediante análisis de reservas.*

3) *Modelamiento de costos de inversión y operación.*

4) *Evaluación financiera usando flujo de caja descontado con un WACC ajustado por riesgo país.*

Adicionalmente se incorpora el requerimiento regulatorio de almacenamiento estratégico equivalente a 30 días de consumo.

C. Simulación de los procesos para selección de tecnología de licuefacción.

Existen diferentes tecnologías de licuefacción a pequeña escala, entre los principales procesos se tiene: Cascada, Mezcla Refrigerante (*MRC*, siglas en inglés), y de expansión (*N2-CH4*) [1], [2]; los cuales, presentan diferentes consumos de energía, ventajas y desventajas. Es importante la selección de la tecnología para reducir los costos de capital y de operación (los cuales pueden ser de autogeneración o de servicios públicos). A continuación, en la Tabla I, se presenta una comparativa de las tecnologías de procesos de GNL.

TABLA I
COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE PROCESOS DE GNL

Criterios	Cascada	MRC	Expansor
Utiliza tecnología comprobada	Sí	Sí	Sí
Requisito general de espacio	Alto	Moderado	Bajo
Peligro de almacenamiento refrigerante	Sí	No	No
Simplicidad de Operación	Moderado	Moderado	Alto
Facilidad de encendido/apagado	Moderado	Bajo	Alto
Flexibilidad de cambios de gas de alimentación	Alto	Moderado	Bajo
Eficiencia	Alto	Alto	Bajo
Costo de capital	Alto	Moderado	Bajo

D. Validación de oferta de gas mediante análisis de reservas

Con base en la información del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2020 [3], se identificó las reservas de gas natural al límite económico en los lotes del norte del país en la fase explotación.

Por otro lado, de los Anuarios Estadísticos publicados por el Osinergmin entre los años 2015 y 2021 [4], se identificó las ventas de gas natural a diferentes clientes de la zona norte del país, las cuales, han presentado incrementos y reducciones oscilantes con excepción del caso de la empresa Olympic cuyas ventas no han sufrido oscilaciones, sino que solo se han incrementado, en el periodo antes descrito.

Por otro lado, se debe tener en consideración que muchos de los contratos de explotación petrolera han vencido recientemente entre los años 2023 y 2024, como son los casos

de Graña y Montero, SAPET, SAVIA y CNPC. Estos contratos han sido trasladados a la empresa petrolera Petroperú S.A., en cuyo caso, una estimación de la proyección de los volúmenes de venta de gas, considerando los años 2022 y 2023, podrían no ser representativos o concordantes con la estadística actual pues dependerá de la política estratégica comercial de la nueva empresa operadora de los lotes.

E. Modelamiento de costos de inversión y operación

Para la evaluación económica, inicialmente se determinó los ingresos y gastos generados por la instalación y operación de la microplanta de GNL para atender la demanda de los clientes industriales (camiones mineros en la mina Antamina y la estación de servicio de GNL en La Libertad). Para ello, se determinó la demanda de GNL y el requerimiento de suministro de gas natural en millones de pies cubico (MMPC) o millones de pies cúbicos por día (MMPCD), tal como se muestra en la Tabla II, con base en ello se puede considerar la capacidad de procesamiento de la microplanta de GNL y su correspondiente costo de inversión (CAPEX, siglas en ingles) y de operación (OPEX. Siglas en ingles). Asimismo, es importante definir que el costo de licuefacción corresponde a la suma anualizada del CAPEX y el OPEX por unidad energética producida (\$/MMBTU).

TABLA II
DEMANDA DE GNL PARA ABASTECIMIENTO DE CAMIONES MINEROS Y
ESTACIÓN DE LA RED VIAL EN LA LIBERTAD

Año	Demanda de GNL		Requerimiento Gas Natural	
	m ³	m ³ / día	MMPC	MMPCD
2023	22,417	62.3	449.1	1.2
2024	28,856	80.2	578.0	1.6
2025	35,556	98.8	712.3	2.0
2026	44,361	123.2	888.6	2.5
2027	55,346	153.7	1,108.7	3.1
2028	68,608	190.6	1,374.3	3.8
2029	86,044	239.0	1,723.6	4.8
2030	107,801	299.4	2,159.5	6.0
2031	134,059	372.4	2,685.5	7.5
2032	166,824	463.4	3,341.8	9.3
2033	177,862	494.1	3,562.9	9.9
2034	189,019	525.1	3,786.4	10.5
2035	202,107	561.4	4,048.6	11.2
2036	215,356	598.2	4,314.0	12.0
2037	230,558	640.4	4,618.5	12.8
2038	245,943	683.2	4,926.7	13.7
2039	261,523	726.5	5,238.8	14.6
2040	270,189	750.5	5,412.4	15.0

Para la determinación del CAPEX, se consideraron los costos promedio ponderado estimados para los proyectos tipo *Brownfield* anunciados en el *International Gas Union (IGU, siglas en inglés)* [5] y su correspondiente criterio de actualización.

Por tanto, es necesario conocer previamente los costos de los proyectos equivalentes realizados en diferentes zonas geográficas, tal los considerados en la Figura 1.

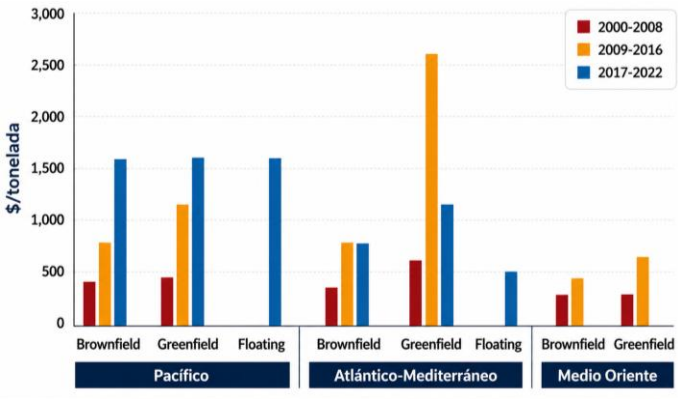


Fig. 1 Costo promedio de licuefacción en dólares por tonelada - por locación y tipo de proyecto, 2000-2022.

Sobre estos costos es necesario realizar una reducción considerando que ciertos equipos como la planta de generación, y unidades de fraccionamiento no se incluyen en el proyecto de la microplanta. Por ello, es necesario identificar la descomposición del costo promedio de estos proyectos, tal lo mostrado en la Figura 2.

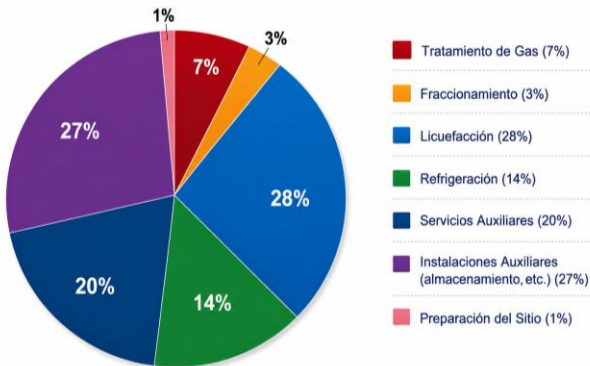


Fig. 2 Descomposición de Costo Promedio de los proyectos de Licuefacción por Categoría de Gasto.

Además, tomando como referencia los costos de instalación de una Planta de GNL en Irán de una capacidad de 500 Tonelada por día y de tipo refrigerante mixto, se verificó que el costo de producción de GNL es de 502.72 \$/ton. Este precio se muestra inferior pero cercano a los costos indicados en la figura 1, para un proyecto en Middle East [6]. Con lo cual podemos realizar una referencia cruzada entre los datos y proyectarlos para una instalación en Perú.

Para el caso del OPEX, se consideran: a) costo de correspondientes a los requerimientos energéticos para el funcionamiento y operación de los equipos de proceso, así como, los costos de suministro de gas natural; b) costos de mantenimiento, consumibles y gastos de personal.

Para las estimaciones de energía, se consideró como base de cálculo los requerimientos energéticos de las simulaciones de la tecnología.

En la ubicación de Paita-Piura, los requerimientos energéticos serán atendidos considerando un suministro de energía eléctrica desde el interconectado nacional, por tanto, para estimar la tarifa de electricidad hasta el 2040 se recoge información estadística [7] para su proyección, tal como se muestra en la Figura 3.

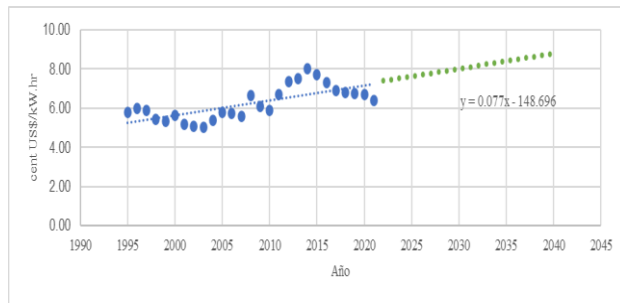


Fig. 3 Proyección de tarifa media de electricidad – Sector Industrial – cent US\$/kW.h, 2023-2040.

Para las estimaciones de costo de suministro, es necesario tomar en cuenta la normativa nacional, considerando que, en el año 2021, se celebró una nueva concesión de gas natural para la provincia de Piura (Piura, Sullana, Paita, Talara y Sechura), a través de la empresa concesionaria Gasnorp, la cual, cuenta con un esquema tarifario para la venta de gas natural en esta provincia.

Sin embargo, el esquema *Brownfield* para la instalación de la microplanta, consideró que se cuenta una infraestructura preexistente al inicio del contrato de concesión, además, de un contrato privado de suministro de manera directa al productor (en este caso a la empresa Olympic).

Por tanto, el costo de la molécula de gas o suministro de GN no consideraría los costos asociados al pliego tarifario, sino sería el resultado de un acuerdo de partes, tal lo indicado en el artículo 12 de la RCD-023-2016-OS/CD: "... Para los consumidores de gas natural que tienen contrato directo con el productor de gas natural, se aplicará lo establecido en su respectivo contrato de compra. En este caso, la facturación la efectuará directamente el Productor."

Para determinar una proyección del costo de suministro de gas natural, por un lado, se tomará como referencia las estimaciones dadas por el *Annual Energy Outlook 2022*[8], para el precio spot de gas natural bajo el marcador *Henry Hub*, de donde se tiene que el precio de referencia se mantendrá oscilante por debajo de 4 dólares / millón de BTU, hasta el año 2050.

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

En relación con la tarifa de distribución por ductos, se puede considerar lo mencionado en la RCD-083-2016-OS/CD, ítem 4.4, en donde se indica que existe un proceso de transferencia de titularidad de los ductos de EEPsa, a través

de los cuales se atiende a la Refinería Talara, y que el concesionario en Piura podrá atender a la Refinería Talara adquiriendo los ductos existentes o mediante la implementación de nueva infraestructura.

Es decir, no sería posible aplicar un esquema tarifario dentro de las categorías correspondientes mientras el concesionario no asuma la titularidad de los ductos preexistentes. Para efectos del presente documento, se asume que dicha transferencia de titularidad ocurriría en un horizonte de ocho años, en el marco de la revisión por parte del regulador del Plan Quinquenal de Inversiones de la concesionaria, resultando el proyectado de costos de suministro de gas natural, tal como se muestra en la Tabla III.

TABLA III
ESTIMACIÓN DEL COSTO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL HASTA EL AÑO 2040 – MILLONES DE SOLES

Año	Demanda de Gas Natural		Costo de Gas Natural - MM S/	
	MMPCD	m ³ / mes	Suministro	Distribución
2023	1.2	1,059,649	4.21	3.66
2024	1.6	1,364,037	5.40	4.69
2025	2.0	1,680,765	6.64	5.77
2026	2.5	2,096,950	8.26	7.18
2027	3.1	2,616,227	10.30	8.95
2028	3.8	3,243,098	12.76	11.09
2029	4.8	4,067,316	16.00	13.91
2030	6.0	5,095,778	20.04	17.42
2031	7.5	6,337,026	24.92	45.53
2032	9.3	7,885,814	31.01	57.52
2033	9.9	8,407,609	33.06	62.22
2034	10.5	8,934,974	35.13	67.07
2035	11.2	9,553,652	37.56	72.70
2036	12.0	10,179,941	40.02	78.50
2037	12.8	10,898,532	42.85	85.13
2038	13.7	11,625,787	45.70	91.96
2039	14.6	12,362,288	48.60	98.99
2040	15.0	12,771,931	50.21	103.48

F. *Evaluación financiera usando flujo de caja descontado con un WACC ajustado por riesgo país.*

Inicialmente para determinar la rentabilidad se consideró la tasa de descuento de capital (k_c) o costo de capital, estimado mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) cuyos resultados se muestran en la Tabla IV.

$$k_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) + R_p \quad (1)$$

Donde:

R_f : tasa libre de riesgo, para calcular esta tasa se considera el promedio aritmético de los bonos del Tesoro de Estados Unidos (1928-2022).

β : beta apalancada por industrias – sector de gas natural (integrado) – mercado emergente. Para el cálculo, se considera un apalancamiento de (60/40).

R_m : rentabilidad del mercado, para el cálculo se considera la media aritmética del índice *Standard & Poor's 500* (serie 1928-2022).

R_p : Riesgo país, Para su cálculo se considera el Diferencial de Rendimiento del Índice de Bonos de Mercados Emergentes del Perú (o *EMBIG*, por sus siglas en inglés) publicado por el Banco Central de Reserva del Perú.

TABLA IV
CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO MEDIANTE EL MODELO CAPM

Parametro	Valores	Comentarios
Tasa libre de riesgo (R_f)	4.87	Datos obtenidos de página web de Damodaran (2022) [9].
Beta (β)	1.113	
Rendimiento de Mercados (R_m)	11.51	
Riesgo país (R_p)	1.81	Dato obtenido de página web del Banco Central de Reserva del Perú - BCRP (junio 2023)
Tasa de Descuento (k_e)	14.07	

La tasa de descuento de préstamos bancarios (k_d) o costo de la deuda se basa en las estimaciones de la plataforma de Costo de Capital FRI-ESAN, que considera en este caso un K_d igual a 7.66%.

Por último, la tasa de descuento a considerar en los flujos de caja se obtiene aplicando el coste medio ponderado del capital (CPPC o *WACC*, por sus siglas en inglés).

$$WACC = k_e * E / (E + D) + k_d * D / (E + D) * (1 - T) \quad (2)$$

Donde:

k_e : el costo del capital es 14.07%

E: patrimonio, corresponde al capital aportado por los inversionistas, 40%

D: deuda, corresponde al préstamo realizado a un banco, 60%

k_d : el costo de la deuda es del 7.66%

T: tasa de impuesto a la renta en Perú (empresas), 29.5%

Aplicando los resultados antes mencionados sobre la ecuación (2) se obtuvo una tasa de descuento *WACC* del 10.6%.

III. RESULTADOS

A. Selección de la tecnología de licuefacción más eficiente

Considerando las tecnologías disponibles de plantas de licuefacción basadas en los esquemas de ciclo expansor (N_2-CH_4) y de mezcla refrigerante (MR), respectivamente, se adoptó el esquema de simulación en el *software Aspen HYSYS* desarrollado por Khoir [1], complementándolo con simulaciones básicas orientadas a ampliar la capacidad de procesamiento hasta los valores requeridos para la microplanta. A partir de los resultados de requerimiento energético, presentados en la Tabla V, se identificó al ciclo de refrigerante mixto como la alternativa más adecuada para la operación a microescala, al permitir la producción de GNL de manera eficiente y a costos competitivos.

TABLA V
COMPARACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS DE LICUEFACCIÓN DE GN

Tipo	Gas de Suministro (MMSCFD)	GNL (Ton/d)	Consumo Energía Compresor (kW)	Consumo Energía Expander (kW)
Proceso MR	0.5	6.7	601	-
	1.0	14.0	1,224	-
	5.0	67.7	6,013	-
	10	142.6	12,349	-
Proceso N_2-CH_4	0.5	6.9	485.7	58.4
	1.0	14.0	982.2	117.7
	5.0	103.8	6,476	719.2
	10	207.5	12,952	1,438

B. Disponibilidad de gas en campos maduros

La disponibilidad se considera como la diferencia de las reservas probadas (P1) y reservas probables (P2) al año 2020, menos las ventas proyectadas hasta el año 2040.

Considerando el supuesto conservador que, los contratos de venta de gas natural suscritos por los operadores de los lotes, vigentes al año 2021, se mantienen sin variaciones hasta el año 2040, se asume igualmente que los volúmenes de venta permanecen constantes para efectos de su proyección, a fin de determinar la disponibilidad de gas en la zona norte del país.

En la Tabla VI, se muestran los resultados de la proyección en donde se identificó que solo los lotes XIII y I-V, de las empresas operadoras Olympic y GMP cuentan con una disponibilidad de gas suficiente para abastecer la demanda de GNL en camiones de carga pesada - red vial (0.010 TCF), y de GNL en camiones mineros (0.041 TCF). Para el caso de atender una demanda adicional de 0.0144 TCF, por interrupción de suministro desde Planta Melchorita, solo se contaría con disponibilidad desde Lote XIII.

TABLA VI
DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL AL AÑO 2040 POR EMPRESA SEGÚN LAS RESERVAS EXISTENTES AL 2020

Unidades (TCF)	Ventas del año 2021	Reservas P1	Reservas P2	P1+P2 Disponible
Lote Z2B	0.003799	0.030405	0.036635	-0.005141
Lote XIII	0.004417	0.125482	0.039389	0.080954
Lote X	0.005320	0.071194	0	-0.029881
Lote VI	0.001350	0.015612	0	-0.010034
Lote II	0.00029439	0.014258	0	0.008665
Lote I-V	0.00112579	0.059358	0.0032713	0.0706809

Nota. Datos obtenidos con base en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2020 [3] y Anuario Estadístico de Osinergmin 2022 [4].

Las reservas probadas de los campos de gas maduros del noroeste son suficientes para sostener la demanda proyectada de GNL hasta el año 2040, permitiendo la monetización descentralizada del recurso sin requerir inversiones *upstream* de alto riesgo. Sin embargo, se considera que es requerido un índice de restitución de reservas constante durante los siguientes años al inicio de operación de la microplanta.

C. Evaluación técnica-económica

Siguiendo la base metodológica para la estimación de los costos CAPEX y OPEX, el costo total de producción [2] o costo de licuefacción, sería el parámetro de referencia que toma en cuenta tanto los costos de capital como los requerimientos energéticos para la operación de los equipos de proceso entre los que se tienen el mantenimiento, consumibles y gastos de personal [6]. Asimismo, este parámetro sirve como elemento comparable respecto de otras instalaciones con tecnología de licuefacción.

Respecto del costo de suministro de gas natural se estimó con base en los informes de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin N°0035-2016-GART y N°0118-2016-GART, al no identificarse dentro de los clientes potenciales a las estaciones de licuefacción de la provincia de Paita, se considera la aplicación de la tarifa de distribución posterior al año 8 del contrato de concesión [10]. El costo de suministro en \$/MMBTU varía desde 4.43 en 2023 hasta 7.25 en 2040

En la Tabla VII se presenta el detalle de los gastos de capital y los gastos operativos de la microplanta.

TABLA VII

RESULTADOS DE ESTIMACIONES DE COSTOS CAPEX-OPEX EN MICROPLANTA (BROWNFIELD)

Costos	Descripción	Valor	Unidad	Fuente / Criterio
CAPEX	Capacidad	15	MMPCD	-
	Eficiencia de Planta	95	%	
	Operación	350	Días / año	
	Producción total	109,388	Ton/año GNL	
	Costo por tonelada de producción	616	\$/ton	Hipotético, [5] 800x(1-0.23), \$/ton
	Total CAPEX	67,383,008	\$	
	Tiempo de vida	17	años	
	Capital	40	%	
	Deuda	60	%	
	Interés hipotético por año	6	%	
OPEX	Personal operario (total=6)	180,000	\$	[6]
	Personal mantenimiento	336,915	\$	0.5% de CAPEX/año
	Gastos Generales	361,840	\$	70% de gastos personal
	Material de Mantenimiento	673,830	\$	1% de CAPEX/año
	Suministros de Operativos	18,000	\$	10% personal operario
	Sub-total Costos de Operación	1,570,585	\$	
	Electricidad (promedio/año)	4,044,320	\$	(kW.h*tarifa)
	Suministro GN (promedio/año)	20,321,004	\$	
	Total OPEX	25,935,909	\$	
Costo Total	Costo de licuefacción	9.68	\$/MMBTU	CAPEX+OPEX

Para la estimación de un precio de venta de GNL competitivo se presentan valores de referencia en la Tabla VIII para el caso de clientes dentro de la red de las concesiones versus un cliente como comercializador independiente [11].

TABLA VIII
TARIFA TOTAL DE GNL EN CONCESIÓN NOROESTE - \$/MMBTU.

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

*Precio incluye el costo de licuefacción en Planta Melchorita.

En resumen, el OPEX de la microplanta de licuefacción es de aproximadamente 26 millones de dólares al año (el 78% se asigna al suministro de gas natural, el 15% a la electricidad, y el 7% a los costos de nómina). El costo de implantación es cercano a 68 millones de dólares, lo que resulta en un costo de licuefacción de 9.68 \$/MMBTU (CAPEX+OPEX).

El precio de venta del GNL incorpora el costo de traslado desde Paita hasta los puntos de demanda, tanto para el abastecimiento de camiones mineros como del gasocentro en La Libertad. Considerando una tarifa de transporte en cisterna de GNL de 1.57 US\$/km (Tarifa HAM [11]), se estimaron costos de transporte en un rango de 1.17 a 2.42 US\$/MMBTU; en consecuencia, bajo el esquema *Brownfield* propuesto, el costo final para el usuario se mantendría por debajo de 13.2 US\$/MMBTU, valor referencial estimado para los usuarios de la concesión noroeste cuando el suministro es realizado por un comercializador independiente.

Para abastecer la zona norte del país ante una posible restricción de suministro a Quavii desde Melchorita, se estimó que la demanda de GNL aumentará en 50.850 m³ para el año 2040. La microplanta de GNL, con una capacidad de 750.5 m³/día, podría abastecer solo hasta el año 2036, o hasta el 2038 si se atienden solo las categorías I (0-100 Sm³/mes), II (101-1000 Sm³/mes), y estaciones de servicio de gas natural vehicular (GNV). A pesar del aumento en el OPEX, el costo de licuefacción se reduciría a 9.22 \$/MMBTU, debido al incremento de los ingresos por ventas.

En cumplimiento de la normativa de almacenamiento de GNL durante un periodo de 30 días (DS-001-2022-EM), se requeriría la adquisición de hasta 21 isotanques de 200 m³ de capacidad adicionales (u otra configuración equivalente). En este caso el CAPEX podría incrementarse entre US\$ 1,680,000 dólares (para atención solo de las Categorías I y II) y US\$ 5,040,000 dólares (para atención de todas las categorías), sin considerar costos de instalación y mantenimiento.

El flujo de caja resultante para los casos antes descritos resulta rentable, con indicadores positivos para el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), tanto

económicos como financieros, según se muestra en la Tabla IX.

TABLA IX
 RENTABILIDAD DE LOS ESQUEMAS PROPUESTOS. VPN (MILES USD), TIR (%) Y TIEMPO DE RETORNO O *PAYBACK* (AÑOS)

Esquema	Brownfield	Brownfield + Concesión Noroeste
VPN-E	3,590.9	27,152.2
TIR -E	11.24	15.24
VPN-F	16,898.4	36,647.9
TIR-F	15.75	19.48
<i>Payback</i>	9	7

D. Análisis de Sensibilidad

En las Figuras 4, 5 y 6, se muestra el análisis de sensibilidad del Valor Presente Neto (VPN) del proyecto tipo *Brownfield* ante variaciones en: (a) tasa de descuento, (b) precio del GNL y (c) costo de suministro, respectivamente. Asimismo, se estableció como límites de estos parámetros un 80% por debajo del valor esperado y un 120% por encima del valor resultante. Los resultados se calcularon bajo los supuestos técnicos y económicos descritos en el ítem II (Metodología), manteniendo constantes los demás parámetros del flujo de caja para cada escenario evaluado.

Se observó que el VPN es más sensible a variaciones en el precio del GNL que a cambios en la tasa de descuento o en el costo de suministro, evidenciando que el precio final de venta es el factor crítico para la rentabilidad del proyecto.

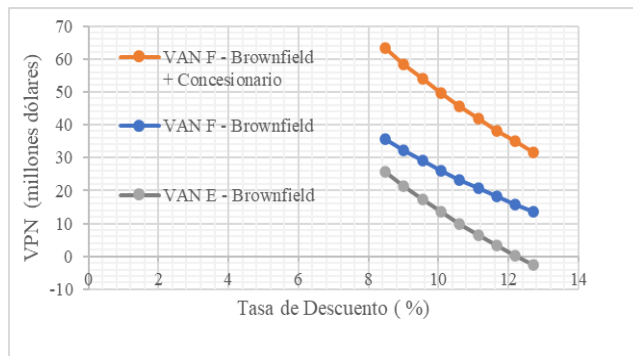


Fig. 4 Sensibilidad del VPN a cambios en la tasa de descuento.

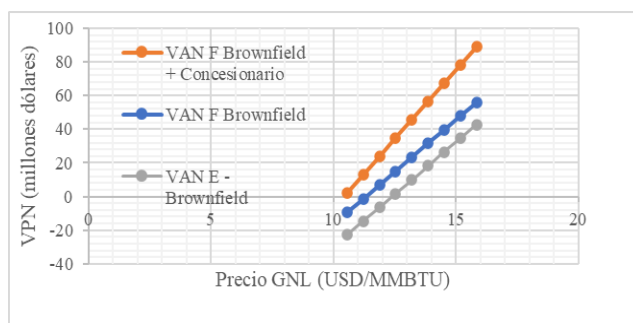


Fig. 5 Sensibilidad del VPN a cambios en el Precio del GNL.

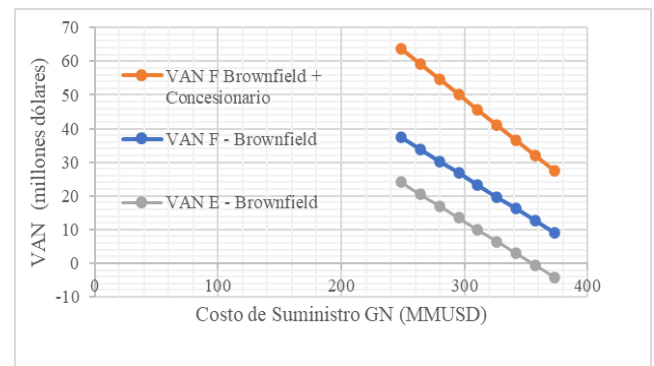


Fig. 6 Sensibilidad del VPN a cambios en el costo de suministro.

Si bien para el flujo de caja base se ha considerado un precio fijo de GNL de 13.2 USD/MMBTU durante toda la vida del proyecto y se ha evaluado su variación mediante un análisis de sensibilidad de $\pm 20\%$, dicho precio podría incrementarse al considerar las proyecciones tarifarias de concesiones con mayor antigüedad de operación en el país, como Cálidda y Contugas, así como los precios máximos económicamente viables para el suministro de GNL en la red vial y a camiones mineros.

En este contexto, el precio máximo de venta del GNL en estaciones de servicio de la red vial se ubica en un rango aproximado de 25 y 36 US\$/MMBTU [11].

Por otro lado, “la referencia [12]; indica que existe un tramo en el que es posible que el minero y el inversionista de la microplanta de licuefacción puedan negociar el precio del GNL. Este tramo se encuentra entre el precio máximo que estaría dispuesto a pagar el minero, donde sus beneficios económicos son iguales a cero, esto es con un precio de US\$ 19.16/MMBTU y el mínimo precio que el inversionista de la microplanta estaría dispuesto a cobrar para que sus beneficios económicos sean iguales a cero”.

Por tanto, el análisis de sensibilidad evidenció que el precio de venta del GNL define una ventana de negociación viable que asegura simultáneamente la rentabilidad del proyecto y la competitividad del combustible para el usuario final.

IV. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El presente estudio confirmó la viabilidad de implementar microplantas de GNL descentralizadas basadas en campos de gas maduros, las cuales pueden fortalecer la seguridad energética regional, acelerar la adopción del gas natural en la minería y el transporte pesado, y ofrecer un modelo escalable y de bajo riesgo para regiones con recursos gasíferos existentes pero subutilizados.

En cuanto a la disponibilidad de reservas de gas natural en los yacimientos del noroeste del Perú, la demanda de gas para la microplanta de GNL es de aproximadamente 0.051 TCF hasta el 2040 y de 0.0654 TCF, considerando un posible suministro de GNL a las estaciones de regasificación del

concesionario Quavii, debido a la interrupción del suministro de GNL de la planta Melchorita,

Se ha identificado que solo se dispondría de reservas suficientes en los yacimientos de gas natural de la zona de Paita-Piura (LoteXIII), lo cual, podría cambiar considerando un mayor impulso de las actividades de exploración y desarrollo de los lotes del noroeste.

Si bien la instalación de la microplanta de GNL para el abastecimiento del sector industrial no requiere un inventario adicional obligatorio, se evaluó económicamente la necesidad de incorporar tanques adicionales para garantizar un inventario de seguridad energética de 30 días, estimado en 4.238 m³ de GNL para el año 2040, conforme a la normativa DS-001-2022-EM. Esto implica la inclusión de 21 isotanques con una capacidad de 200 m³ cada uno. Aunque esta medida incrementa el CAPEX en más de 5 MMUSD, el flujo de caja financiero para el esquema *Brownfield* sigue siendo positivo desde el primer año, lo que demostró la viabilidad del proyecto incluso con esta ampliación.

En este caso, las ventas de GNL aumentan debido al eventual suministro a las estaciones de distrito, lo que resulta en un aumento correspondiente de la rentabilidad.

Los resultados de la evaluación económica indican que el proyecto de micro-GNL *Brownfield* propuesto es financieramente viable en las condiciones actuales y proyectadas del mercado. Cabe destacar que la preocupación por la seguridad de suministro debido a eventuales bloqueos de carreteras u otras interrupciones de abastecimiento desde la Planta Melchorita refuerza la idea de una alternativa descentralizada de GNL. En comparación con las tarifas actuales de suministro de GNL desde una infraestructura centralizada, la microplanta ofrece un precio competitivo y una ventaja logística para el norte del Perú.

El análisis de sensibilidad destaca el precio de venta del GNL como el factor más crítico para la viabilidad del proyecto, lo que sugiere la importancia de la negociación y los acuerdos a largo plazo entre las partes contratantes.

A partir de la revisión de los costos de operación (*OPEX*), estimados en aproximadamente 25 millones de dólares anuales, se observó que el 76 % corresponde al costo de suministro de gas natural, el 16 % al consumo de energía eléctrica y el 8 % restante a costos de nómina. En este contexto, las condiciones favorables de negociación de contratos de suministro de gas natural con los operadores — viables principalmente bajo un esquema *Brownfield* — podrían verse limitadas en el tiempo.

Ello se debe a que, en escenarios de nuevos proyectos, el concesionario de la zona norte (Gasnorp) podría reclamar la administración de los ductos de uso propio o de recolección que actualmente son operados por las empresas operadoras de los lotes de hidrocarburos. En consecuencia, la implementación de futuras microplantas de GNL tendería a realizarse bajo un esquema *Greenfield*, con mayores requerimientos de inversión y costos de suministro de gas natural.

A partir de estos resultados, se plantea avanzar en la evaluación de los modelos tarifarios de gas natural, la cual se base en el modelo de empresa eficiente pero que considera sobre todo la demanda de gas natural. En ese sentido, resulta importante estimar como el incremento en la demanda podría ayudar a tener tarifas más competitivas para impulsar el desarrollo del negocio (bajo un esquema *Greenfield*) y soportar o reducir las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales.

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

AGRADECIMIENTO

Los autores del presente trabajo agradecen a la Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica por las facilidades técnicas para el desarrollo de la presente publicación.

REFERENCIAS

- [1] A. R. Khoir, "Technical and economic analysis of mini LNG from the utilization of gas flare by optimization of liquefaction process," in Proc. SPE Int. Conf., Paper SPE-210883-MS, Oct. 2022, pp. 1–20, doi: 10.2118/210883-MS.
- [2] J. Zhang, H. Meerman, R. Benders and A. Faaij, "Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance," Applied Thermal Engineering, vol. 166, p. 114736, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114736.
- [3] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Libro de Recursos de Hidrocarburos 2020, Lima, Perú, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/3455694-libro-de-recursos-de-hidrocarburos-2020>
- [4] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), Publicaciones de Regulación Tarifaria, Lima, Perú. [En línea]. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria> [Accedido: 2026].
- [5] International Gas Union (IGU), IGU World LNG Report 2017, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.igu.org/resources/igu-world-lng-report-2017/>
- [6] Y. Cao and M. M.-H., "Break-even point analysis of liquefied natural gas process and optimization of its refrigeration cycles with technical and economic considerations" Energy, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121643.
- [7] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Anuario Estadístico de Electricidad 2022, Lima, Perú, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13609
- [8] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2022 with projections to 2050 (Narrative), U.S. Department of Energy, Mar. 1, 2022. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_Narrative.pdf
- [9] A. Damodaran, Damodaran Online: Home Page, New York University, Stern School of Business. [En línea]. Disponible en: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

- [10] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Libro de Recursos de Hidrocarburos 2020, Lima, Perú, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/3455694-libro-de-recursos-de-hidrocarburos-2020>
- [11] F. C. Berrospi, Propuesta de uso de GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú, Lima, Perú: Universidad ESAN, 2021.
- [12] E. L. Gonzales Titi, Propuesta de utilización del gas natural licuefactado en los camiones mineros: evaluación de beneficios, Lima, Perú: Repositorio ESAN, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/1737>