

Energetic Evaluation of Hydrogen/Natural Gas Blends Transport through TGP Pipeline

Herbert Manrique, MSc.¹ , Erzo Porras¹ , Yanet Condori¹ , Joseph Sinchitullo, MSc.¹ ,
Abelardo Contreras, Ing.¹ , Carlos Ubillas, Ing.¹ 

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, hmanrique@uni.edu.pe, erzo.porras.o@uni.pe, yanet.condori.i@uni.pe, jsinchitullo@fip.uni.edu.pe, acontrerasp@uni.edu.pe, cubillasa@fip.uni.edu.pe

Abstract— In the context of the energy transition towards renewable energies, hydrogen plays a significant role as an energy carrier, and its transportation poses significant challenges that must be overcome. Utilizing existing pipelines to transport hydrogen would imply significant economic savings, but considerations related to the energy consumption of compression must be taken into account as the hydrogen fraction in the transported mixture increases. Peru has an energy plan that includes promoting renewable energies and hydrogen development, in addition to the TGP pipeline, which spans over 730 km and transports around 920 Mscfd of natural gas according to its initial design. In this regard, this study conducted an energy evaluation of the pipeline for the transportation of hydrogen/natural gas blends and estimated the required energy consumption as the hydrogen fraction increases in the mixture. The results indicate an increase of 10,835 kW (48.5%) when the molar fraction of hydrogen is 30%, with a greater impact on the Chiquintirca compression station due to a higher compression ratio.

Keywords—Transport, hydrogen, natural gas, pipelines, energy consumption.

Evaluación Energética del Transporte de Mezclas Hidrógeno/Gas Natural a través del Gasoducto de TGP

Herbert Manrique, MSc.¹, Erzo Porras¹, Yanet Condori¹, Joseph Sinchitullo, MSc.¹,
Abelardo Contreras, Ing.¹, Carlos Ubillas, Ing.¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, hmanrique@uni.edu.pe, erzo.porras.o@uni.pe, yanet.condori.i@uni.pe,
jsinchitullo@fip.uni.edu.pe, acontrerasp@uni.edu.pe, cubillasa@fip.uni.edu.pe

Abstract— *In the context of the energy transition towards renewable energies, hydrogen plays a significant role as an energy carrier, and its transportation poses significant challenges that must be overcome. Utilizing existing pipelines to transport hydrogen would imply significant economic savings, but considerations related to the energy consumption of compression must be considered as the hydrogen fraction in the transported mixture increases. Peru has an energy plan that includes promoting renewable energies and hydrogen development, in addition to the TGP pipeline, which spans over 730 km and transports around 920 Mscfd of natural gas according to its initial design. In this regard, this study conducted an energy evaluation of the pipeline for the transportation of hydrogen/natural gas blends and estimated the required energy consumption as the hydrogen fraction increases in the mixture. The results indicate an increase of 10,835 kW (48.5%) when the molar fraction of hydrogen is 30%, with a greater impact on the Chiquintirca compression station due to a higher compression ratio.*

Keywords—Transport, hydrogen, natural gas, pipelines, energy consumption.

Resumen— *En el contexto de la transición energética hacia las energías renovables, el hidrógeno tiene una participación importante como vector energético y su transporte presenta importantes desafíos que deben ser superados. La utilización de gasoductos existentes para transportar hidrógeno implicaría un ahorro económico significativo, pero se deben tener en cuenta implicancias relacionadas al consumo energético de la compresión conforme aumenta la fracción de hidrógeno en la mezcla transportada. El Perú posee un plan de energía que contempla la promoción de las energías renovables y el desarrollo del hidrógeno, además de tener el gasoducto de TGP que tiene más de 730 km y transporta alrededor de 920 MPCD de gas natural de acuerdo con su diseño inicial. En ese sentido, el presente trabajo realizó la evaluación energética del gasoducto para el transporte de mezclas de hidrógeno/gas natural y estimó el consumo energético requerido conforme la fracción de hidrógeno aumenta en la mezcla. Los resultados reportan un incremento de 10 835 kW (48.5%) cuando la fracción molar de hidrógeno es 20%, teniendo un mayor impacto en la estación de compresión Chiquintirca al poseer un mayor ratio de compresión.*

Palabras Clave—Transporte, hidrógeno, gas natural, gasoducto, consume energético.

I. INTRODUCCIÓN

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

El cambio climático, desencadenado por las emisiones de gases de efecto invernadero, representa uno de los desafíos más críticos de nuestra época, evidenciado por el rápido calentamiento global experimentado en el último siglo [1]. La comunidad internacional ha asumido la responsabilidad de abordar esta problemática a través de iniciativas como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y, de manera destacada, con la firma del Acuerdo de París en la COP21, el cual establece objetivos concretos para limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C y promueve la noción de cero emisiones netas, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 [2], [3]. La Agencia Internacional de Energías Renovables destaca el hidrógeno como un combustible limpio crucial en la transición hacia fuentes energéticas más sostenibles, siendo esencial en la descarbonización y la adopción de tecnologías respetuosas con el medio ambiente [4].

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, se presenta en forma de moléculas conformadas por dos átomos de hidrógeno (H₂). Aunque es abundante en el sol, el hidrógeno gaseoso es escaso en nuestra atmósfera. Se le denomina vector energético por su capacidad para contener y liberar energía cuando sea necesario [5]. Esta molécula juega un papel crucial en la transición energética dado que su combustión no genera emisiones de CO₂ y que es posible producirla mediante electrólisis empleando energía renovable. Sin embargo, el transporte de hidrógeno es un desafío tecnológico hasta la fecha debido a su baja densidad y alta inflamabilidad [6].

Una alternativa para el transporte de hidrógeno es utilizar ductos existentes diseñados inicialmente para el transporte de gas natural. De acuerdo con [7], es posible transportar mezclas hidrógeno/gas natural en un porcentaje de hasta 17% en hidrógeno a través de las infraestructuras existentes de gas natural sin enfrentar complicaciones técnicas significativas. Sin embargo, el estudio también enfatiza la importancia de una transición gradual y algunos desafíos en la incorporación del hidrógeno en una red de distribución [7].

Uno de estos desafíos está relacionado con la influencia del hidrógeno en el comportamiento mecánico de los metales y la fragilización por hidrógeno del acero de tuberías en entornos de gas natural mezclado con hidrógeno. El hidrógeno puede tener efectos negativos relacionados a la propagación de grietas y la corrosión, y alterar las propiedades del acero de tuberías. Es por

ello por lo que resulta esencial considerar medidas de seguridad, controlar la proporción de mezcla y la presión de transporte para prevenir accidentes, y definir uniformemente parámetros y estándares para la operación segura de las tuberías de gas natural mezclado con hidrógeno [6].

Otro desafío crucial está relacionado con la energía empleada en el transporte. Transportar mezclas hidrógeno/ gas natural incrementa el consumo energético de compresión conforme la fracción molar de hidrógeno se incrementa, creando patrones de flujo donde el metano y los componentes más viscosos estarían moviéndose en la región anular cercana a la tubería y el hidrógeno en la sección central del tubo [8].

El trabajo [9] plantea un enfoque integral ya que investiga la eficiencia energética y el rendimiento ambiental del transporte de hidrógeno a través de tuberías mediante análisis termodinámicos y evaluación del ciclo de vida. Se establecieron especificaciones técnicas para redes de gran escala, considerando elementos como la condición de la tubería, capacidad de carga y relaciones de compresión en los compresores. Las recomendaciones incluyen tuberías suaves, reducción de carga y estaciones intermedias para optimizar el transporte. La reducción de pérdidas de presión es esencial para un transporte eficiente y ecológico de hidrógeno en redes extensas [9].

En el Perú, la Política Energética Nacional 2010-2040 tiene como objetivo el uso de energías renovables y la inclusión del hidrógeno como vector energético [10]. El transporte a gran escala de mezclas hidrógeno/gas natural generaría importantes beneficios en la reducción de emisiones de CO₂, y aprovechar la infraestructura ya construida generaría también en importantes ahorros económicos favoreciendo su transporte [11]. El gasoducto más representativo en Perú es el operado por la empresa Transporta de Gas del Perú (TGP), el cual tiene una longitud de más 730 km, transporta alrededor de 920 MPCD (millones de pies cúbicos estándar) de gas natural de acuerdo con su diseño inicial y recorre selva, sierra y costa del país [12]. Sin embargo, adaptar gasoductos diseñados para gas natural plantea desafíos que deben evaluarse cuidadosamente, especialmente en términos de la integridad mecánica de los ductos y consumo energético [13].

En ese sentido, el presente trabajo tiene como objetivo evaluar energéticamente la adaptación del gasoducto de TGP para el transporte de mezclas de hidrógeno/gas natural. Para ello, primero se modelará el gasoducto de TGP empleando mezclas con diferentes fracciones de hidrógeno, y luego se estimará el consumo energético requerido para cada una de dichas mezclas, considerando un flujo energético constante equivalente al contenido en 920 MPCD de gas natural.

II. METODOLOGÍA

A. Modelamiento del ducto de TGP

La Fig. 1 muestra el esquema detallado del gasoducto de TGP que se utilizará en el trabajo, las especificaciones de los tramos se pueden leer en la Tabla I y la ubicación de los puntos más resaltantes en la Tabla II [14]. A través del gasoducto se

transporta 920 MPCD de gas natural desde la planta de procesamiento Malvinas (punto A), luego sigue a través del ducto de 32 pulgadas pasando por las plantas de compresión Kepashiato (considerada inoperativa en este trabajo) y Chiquintirca, ubicada en el punto más alto del recorrido (punto C). Luego el flujo se divide caudales de 671 y 249 MPCD transportados a través de los tramos III y IV respectivamente. Luego de la planta de compresión de Perú LNG, el flujo se vuelve a dividir en caudales de 570 y 260 MPCD a través de los tramos V y VI respectivamente, dejando 90 MPCD para la planta termoeléctrica de Humay. Adicionalmente, se considera que todo el gasoducto está hecho de acero comercial con una rugosidad absoluta de 0.046 mm.

TABLA I
ESPECIFICACIONES DE LOS TRAMOS DEL GASODUCTO

| Tramo | Diámetro (m / in) | Longitud (km) | Espesor (mm) |
|-------|-------------------|---------------|--------------|
| I | (0.8132 / 32) | 127.00 | 7.00 |
| II | (0.8132 / 32) | 81.00 | 7.00 |
| III | (0.8636 / 34) | 408.00 | 16.00 |
| IV | (0.6096 / 24) | 310.00 | 10.00 |
| V | (0.6096 / 24) | 131.00 | 8.86 |
| VI | (0.4572 / 18) | 131.00 | 7.50 |

TABLA II
PUNTOS RESALTANTES EN EL GASODUCTO

| Punto | Descripción | Altura (msnm) | Presión (barg) |
|-------|---|---------------|----------------|
| A | Planta de Gas Natural Malvinas | 382 | 125 |
| B | Planta de Compresión Kepashiato (Inoperativa) | 1026 | - |
| C | Planta de Compresión Chiquintirca | 2976 | - |
| D | Planta de Compresión Perú LNG | 160 | - |
| E | City Gate Lurín | 465 | 85 |

B. Ecuación de Flujo Compresible y Potencia Requerida por un Compresor

De acuerdo con la referencia [15], la Ecuación General de Flujo en Estado Estacionario, derivada de la ecuación de Bernoulli, aplicada a un flujo isotérmico e ignorando el término logarítmico de la energía cinética queda determinada por (1).

$$M \left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2z_{avg} \bar{R} T_{avg}} \right) + g P_{avg}^2 M^2 (H_2 - H_1) / (z_{avg}^2 \bar{R}^2 T_{avg}^2) + f L G^2 / (2D) = 0 \quad (1)$$

Donde M es la masa molar del gas (kg/kmol), z_{avg} es el factor de compresibilidad (adimensional), \bar{R} es la constante de los gases (J/kmol.K), T_{avg} es la temperatura promedio (K), P_1 y P_2 son las presiones de entrada y salida respectivamente (Pa), g es la aceleración debida a la gravedad (m/s²), $(H_2 - H_1)$ es la diferencia de alturas (m), f es el factor de fricción (adimensional) calculado con la ecuación de Colebrook-White, L es la longitud del tramo (m) y D es el diámetro del gasoducto (m).

En (2) se muestra la ecuación para el cálculo de la potencia requerida por un compresor. W es la potencia requerida (kW),

\dot{m} es el flujo másico de gas que pasa por el compresor (kg/s), η es la eficiencia adiabática considerada igual a 0.75 para todos los compresores, P_1 y P_2 son las presiones de entrada y salida del compresor (Pa), $\gamma = c_p/c_v$ es el coeficiente adiabático del gas, R es la constante de los gases (J/kg. K), y T es la temperatura absoluta del gas al ingreso del compresor (K).

$$W = \dot{m}(1/\eta)(RT)[\gamma/(\gamma - 1)][(P_2/P_1)^{\gamma-1/\gamma} - 1] \quad (2)$$

C. Propiedades del Gas Natural y de las mezclas Hidrógeno/Gas Natural

En este trabajo se evaluarán mezclas con composiciones de hidrógeno de 5, 10, 15 y 20% en base molar. La fracción molar exacta de cada componente se estima proporcionalmente desde la composición base del gas natural. Es decir, una mezcla al 5% de hidrógeno significa una fracción molar de 0.05 de hidrógeno y 0.95 de gas natural, lo que resulta en una composición de metano de $0.8905 \times 0.95 = 0.8460$.

La Tabla III muestra la masa molar y el poder calorífico de los componentes participantes en el estudio, obtenidos de la referencia [16]. Para el cálculo de la viscosidad y la capacidad calorífica molar se empleó el complemento en Excel del software libre DWSIM [17]. En la Tabla IV se muestran las composiciones exactas de cada mezcla evaluada, junto con la viscosidad y capacidad calorífica encontrada con el software DWSIM. El poder calorífico de la mezcla y la masa molar

promedio se calculan ponderando los valores individuales con la fracción molar, como se detalla en (3) y (4).

$$HHV_{mezcla} = \sum_{i=1}^n y_i (HHV_i) \quad (3)$$

$$\bar{M}_{mezcla} = \sum_{i=1}^n y_i \bar{M}_i \quad (4)$$

TABLA III
COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DEL GAS NATURAL (GN)

| Componentes | Poder Calorífico - HHV (BTU/PC) | Masa molar (kmol/kg) |
|-------------|---------------------------------|----------------------|
| Metano | 1010.00 | 16.0420 |
| Etano | 1769.70 | 30.0690 |
| Propano | 2516.20 | 44.0960 |
| Nitrógeno | 0.00 | 28.0135 |
| Hidrógeno | 324.20 | 2.0159 |

D. Factor de Compresibilidad

Como se puede apreciar en (1), el cálculo de las presiones en el gasoducto implica conocer el valor del factor de compresibilidad (z). Para esto, se empleó la ecuación cúbica de Peng-Robison siguiendo la metodología detallada en [18]. La ecuación cúbica de estado se expresa de forma polinómica en z mediante (5).

$$f(z) = z^3 + C_2 z^2 + C_1 z + C_0 = 0 \quad (5)$$

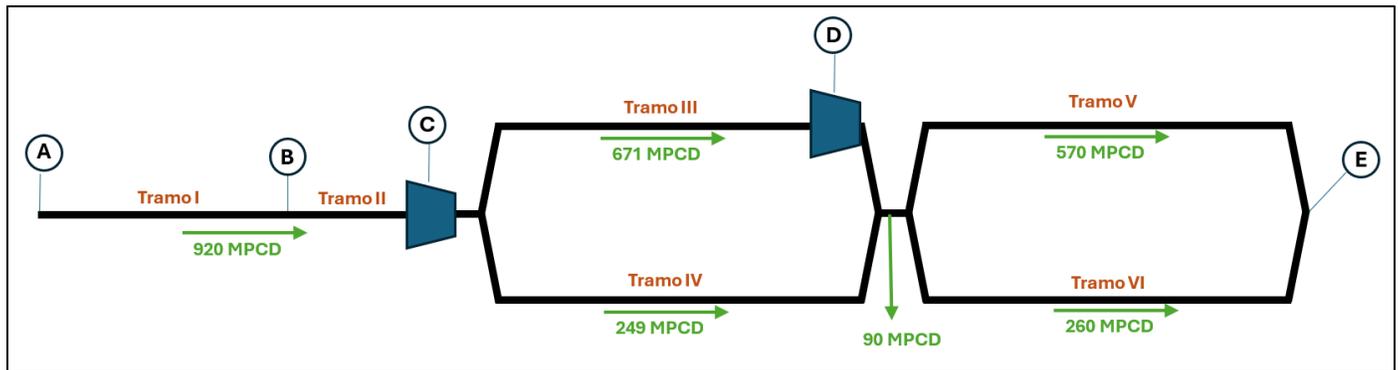


Fig. 1 Esquema detallado del ducto de TGP

TABLA IV
COMPOSICIONES EXACTAS DE LAS MEZCLAS Y SUS PROPIEDADES FÍSICAS

| Componente | Caso Base Gas Natural | Caso 1 5% Hidrógeno | Caso 2 10% Hidrógeno | Caso 3 15% Hidrógeno | Caso 4 20% Hidrógeno |
|---|-----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Metano | 0.8905 | 0.8460 | 0.8015 | 0.7569 | 0.7124 |
| Etano | 0.1039 | 0.0987 | 0.0935 | 0.0883 | 0.0831 |
| Propano | 0.0002 | 0.0002 | 0.0002 | 0.0002 | 0.0002 |
| Nitrógeno | 0.0054 | 0.0051 | 0.0049 | 0.0046 | 0.0043 |
| Hidrógeno | 0.0000 | 0.0500 | 0.1000 | 0.1500 | 0.2000 |
| Viscosidad – mezcla (10^5 Pa. s) | 1.1366 | 1.1251 | 1.1135 | 1.1020 | 1.0904 |
| Capacidad Calorífica – Mezcla (kJ/kmol. K) | 56.1899 | 53.2709 | 50.7190 | 48.4681 | 46.4650 |
| Poder Calorífico Superior – Mezcla (BTU/PC) | 1083.7801 | 1045.8011 | 1007.8221 | 969.8431 | 931.8641 |
| Masa Molar – Mezcla (kg/kmol) | 17.5697 | 16.7920 | 16.0143 | 15.2366 | 14.4589 |

Los coeficientes C_0 , C_1 y C_2 se calculan con (6), (7) y (8).

$$C_0 = B^3 + B^2 - AB \quad (6)$$

$$C_1 = A - 3B^2 - 2B \quad (7)$$

$$C_2 = B - 1 \quad (8)$$

Los valores de A y B se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$\kappa_i = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (9)$$

$$\alpha_i = [1 + \kappa_i(1 - (T/T_{ci})^{0.5})]^2 \quad (10)$$

$$a_i = 0.45724(RT_{ci})^2 \alpha_i / P_{ci} \quad (11)$$

$$b_i = 0.07780RT_{ci} / P_{ci} \quad (12)$$

$$a_{ij} = [(a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij})] = a_{ji} \quad (13)$$

$$a = \sum_i \sum_j a_{ij} y_i y_j \quad (14)$$

$$b = \sum_i b_i y_i \quad (15)$$

$$A = aP / (RT)^2 \quad (16)$$

$$B = bP / RT \quad (17)$$

Donde T_{ci} y P_{ci} hacen referencia a la temperatura y presión crítica del componente “i” de la mezcla, k_{ij} es el parámetro de interacción binario de los componentes “i” y “j”, y_i es la fracción molar del componente “i” en la mezcla. Estos valores se detallan en la Tabla V.

TABLA V
CONSTANTES CRÍTICAS DE LOS COMPONENTES PARTICIPANTES

| Componente | Temperatura Crítica (K) | Presión Crítica (Pa) |
|------------|-------------------------|----------------------|
| Metano | 190.6 | 4600155 |
| Etano | 305.4 | 4883865 |
| Propano | 369.8 | 4245518 |
| Nitrógeno | 126.2 | 3394388 |
| Hidrógeno | 33.2 | 1296960 |

La solución a la ecuación cúbica se logra a través de una rutina de cálculo en VBA.

E. Procedimiento de Cálculo de Potencias en las Estaciones de Chiquintirca y Perú LNG

Como se mencionó anteriormente, las únicas estaciones de compresión que operan en nuestro modelo son las de Chiquintirca y Perú LNG. La estación de compresión de Kepashiato se considera inoperativa debido a que su instalación ocurrió en respuesta a un incremento en el flujo de gas natural a 1540 MPCD, escenario no considerado en el presente trabajo. A raíz que se conocen los flujos en cada rama, el cálculo en

cada escenario se basa en determinar la presión a la entrada y salida de cada estación de compresión. El orden de cálculo es como se detalla en la Fig. 2, y luego se calcula la potencia en cada compresor empleando (2):

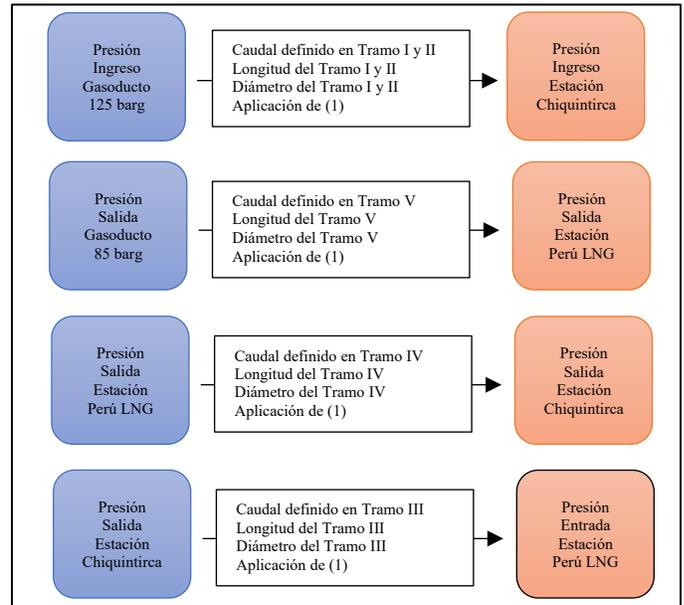


Fig. 2 Procedimiento de Cálculo de las Presiones de Entrada y Salida de las Estaciones de Compresión

TABLA VI
CAUDALES POR TRAMO PARA CADA CASO (MPCD)

| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------|--------|--------|---------|---------|
| Tramo I | 953.41 | 989.34 | 1028.08 | 1069.98 |
| Tramo II | 953.41 | 989.34 | 1028.08 | 1069.98 |
| Tramo III | 659.37 | 721.57 | 749.83 | 780.39 |
| Tramo IV | 258.04 | 267.77 | 278.25 | 289.59 |
| Tramo V | 590.70 | 612.96 | 636.96 | 662.92 |
| Tramo VI | 269.44 | 279.60 | 290.54 | 302.39 |

III. RESULTADOS

A. Cálculo de Caudales Equivalentes

El caso base presenta caudales fijos de gas natural a través de cada uno de los tramos, sin embargo, cuando se agrega hidrógeno al gas natural el poder calorífico disminuye como se muestra en la Tabla IV. A fin de asegurar un flujo constante de energía, se ajustan los caudales empleando (18):

$$Flujo_1 \times HHV_1 = Flujo_2 \times HHV_2 \quad (18)$$

Por ejemplo, para el caso de 5% de hidrógeno, el poder calorífico de la mezcla es 1045.8011 BTU/PC; entonces el caudal que se transporta por el gasoducto es:

TABLA VII
RESULTADOS EN LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN CHIQUINTIRCA Y PERÚ LNG

| | Caso Base Gas Natural | Caso 1 5% Hidrógeno | Caso 2 10% Hidrógeno | Caso 3 15% Hidrógeno | Caso 4 20% Hidrógeno |
|-------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Estación Chiquintirca | | | | | |
| Presión de Ingreso (Pa) | 7,257,204.04 | 7,218,925.97 | 7,166,931.30 | 7,100,752.21 | 7,021,341.92 |
| Presión de Salida (Pa) | 11,191,925.02 | 11,498,578.94 | 11,804,998.16 | 12,112,227.59 | 12,419,700.29 |
| Ratio de Compresión | 1.542 | 1.593 | 1.647 | 1.706 | 1.769 |
| Gamma (γ) | 1.174 | 1.185 | 1.196 | 1.207 | 1.218 |
| Flujo Másico | 223.64 | 221.50 | 219.20 | 216.72 | 214.04 |
| Estación Perú LNG | | | | | |
| Presión de Ingreso (Pa) | 11,248,846.18 | 11,513,154.22 | 11,632,655.89 | 11,753,823.14 | 11,876,359.53 |
| Presión de Salida (Pa) | 12,454,811.02 | 12,586,366.82 | 12,720,846.99 | 12,858,426.02 | 12,998,491.35 |
| Ratio de Compresión | 1.107 | 1.093 | 1.094 | 1.094 | 1.094 |
| Gamma (γ) | 1.174 | 1.185 | 1.196 | 1.207 | 1.218 |
| Flujo Másico | 163.11 | 161.55 | 159.87 | 158.07 | 156.11 |

$$920 \times 1083.7801 = \text{Flujo}_{O_2} \times 1045.8011$$

$$\text{Flujo}_{O_2} = 953.41 \text{ MPCD}$$

De forma similar se recalculan los flujos en todos los tramos para las diferentes composiciones de hidrógeno. Como se puede apreciar en los resultados de la Tabla VI, el caudal que fluye a través de cada tramo va aumentando debido a que el poder calorífico de la mezcla va disminuyendo, a fin de mantener el flujo energético equivalente constante en cada caso.

B. Potencias Requeridas en las Estaciones de Chiquintirca y Perú LNG

Como se detalló en la sección E de la metodología, para determinar las potencias consumidas en cada estación de compresión es necesario determinar las presiones de ingreso y salida en cada una de ellas. Debido a que el caudal es conocido en cada uno de los tramos, la aplicación directa de (1) calcula las presiones de acuerdo con lo detallado en la Fig. 2. Los resultados para cada uno de los casos evaluados se muestran en la Tabla VII.

A pesar de que en la Tabla VI los caudales se van incrementando conforme aumenta la fracción molar de hidrógeno, la Tabla VII muestra que el flujo másico va disminuyendo. Esto se explica debido a que el peso molecular de la mezcla va disminuyendo, ya que el hidrógeno es un compuesto mucho más liviano que el metano.

De forma similar, el ratio de compresión en la estación Chiquintirca va incrementándose conforme aumenta la fracción de hidrógeno, debido a que existe una mayor caída de presión aguas arriba (por un mayor caudal) y se necesita una mayor presión de descarga para asegurar la presión de 85 barg al final del gasoducto. En contraste, el ratio de compresión en la estación Perú LNG desciende al adicionar hidrógeno, pero luego permanece casi invariante en los distintos casos, esto debido a que existe un incremento de presión tanto en la succión como en la descarga de dicha estación de compresión.

La Fig. 3 muestra las potencias calculadas, donde se aprecia que la Estación de Chiquintirca es la que más aporta al consumo energético total del sistema, mientras que la estación de compresión de Perú LNG evidencia primero una disminución y luego incrementos pequeños en el consumo

energético. Con los resultados mostrados se puede apreciar un incremento promedio de 1.63% en el consumo energético por cada 1% de hidrógeno contenido en la mezcla.

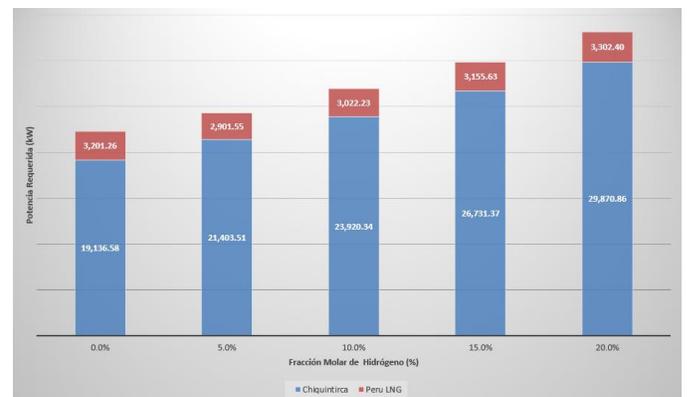


Fig. 3 Potencias Consumidas en las Estaciones de Compresión Chiquintirca y Perú LNG

IV. CONCLUSIONES

El presente trabajo realizó la evaluación energética del transporte de mezclas hidrógeno/gas natural a través del gasoducto de TGP ubicado en Perú, el cual lleva gas natural desde la planta Malvinas en la Selva hasta el City Gate en la Costa, atravesando la sierra accidentada del país. Los resultados muestran un incremento promedio en el consumo energético de 8% conforme la fracción molar de hidrógeno en la mezcla se incrementa en 1%, resultados que están en concordancia con [8], evidenciando el incremento energético en la compresión para transportar mezclas de hidrógeno con gas natural.

ACKNOWLEDGMENT

Los autores agradecen a la Unidad de Investigación de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica y al Vicerrectorado de Investigación de la Universidad Nacional de Ingeniería por el financiamiento del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] M. C. Zamora Martínez, "Cambio climático," *Rev Mex Cienc For*, vol. 6, no. 31, pp. 04–07, 2015.

- [2] E. J. González Gaudiano, P. Á. Meira Cartea, E. J. González Gaudiano, and P. Á. Meira Cartea, "Educación para el cambio climático: ¿Educar sobre el clima o para el cambio?," *Perfiles educativos*, vol. 42, no. 168, pp. 157–174, Apr. 2020, doi: 10.22201/IISUE.24486167E.2020.168.59464.
- [3] W. B. Gutiérrez, "COP 21: Acuerdo contra el cambio climático en París," *Apuntes de Ciencia & Sociedad*, vol. 5, no. 2, pp. 186–187, Dec. 2015, doi: 10.18259/ACS.2015027.
- [4] C. C. Elam, C. E. G. Padró, G. Sandrock, A. Luzzi, P. Lindblad, and E. F. Hagen, "Realizing the hydrogen future: the International Energy Agency's efforts to advance hydrogen energy technologies," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 6, pp. 601–607, Jun. 2003, doi: 10.1016/S0360-3199(02)00147-7.
- [5] J. Andrews and B. Shabani, "The role of hydrogen in a global sustainable energy strategy," *Wiley Interdiscip Rev Energy Environ*, vol. 3, no. 5, pp. 474–489, Sep. 2014, doi: 10.1002/WENE.103.
- [6] X. Tian and J. Pei, "Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas," *Heliyon*, vol. 9, no. 11, p. e21454, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.HELIYON.2023.E21454.
- [7] D. Haeseldonckx and W. D'haeseleer, "The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 10–11, pp. 1381–1386, Jul. 2007, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2006.10.018.
- [8] K. Tan, D. Mahajan, and T. A. Venkatesh, "Computational fluid dynamic modeling of methane-hydrogen mixture transportation in pipelines: Understanding the effects of pipe roughness, pipe diameter and pipe bends," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 49, pp. 1028–1042, Jan. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.06.195.
- [9] C. Tsiklios, M. Hermesmann, and T. E. Müller, "Hydrogen transport in large-scale transmission pipeline networks: Thermodynamic and environmental assessment of repurposed and new pipeline configurations," *Appl Energy*, vol. 327, p. 120097, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.120097.
- [10] MINEM, "Política Energética Nacional del Perú 2010-2040," Nov. 2010.
- [11] IRENA, "Geopolitics of the energy transformation : the hydrogen factor.," Jan. 2022.
- [12] "TGP | Transformando con energía al Perú." Accessed: Feb. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.tgp.com.pe/>
- [13] GERG, "NATURALHY." Accessed: Dec. 19, 2023. [Online]. Available: <https://www.gerg.eu/projects/hydrogen/naturalhy/>
- [14] MINEM, "Contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao".
- [15] P. M. Coelho and C. Pinho, "Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines," vol. XXIX, no. 3, 2007.
- [16] "Gas Processors Suppliers Association," Tulsa, Oklahoma, 2004. Accessed: Feb. 01, 2024. [Online]. Available: <https://mayfile.online/download/4803333-gas-processors-suppliers-association-engineering-data>
- [17] DWSIM, "DWSIM-Open Source Chemical Process Simulator User Guide Contact Information Developer: Daniel Wagner Oliveira de Medeiros," 2023.
- [18] CheGuide, "CheGuide - Bubble T Flash using PR EOS". [Online]. Available: https://cheguide.com/bubble_t_flash.html.