



ESPECIALIZACIÓN EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL FORMATO DE PROPUESTA DE INVESTIGACION¹

0. DATOS GENERALES:

Integrante(s):

Ricardo José Marín Sundhein

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA

Título tentativo de la propuesta de investigación:

Debe sintetizar la idea principal de una manera sencilla. Debe ser conciso que ilustre el tema principal y que identifique las variables reales o aspectos teóricos que se investigan o la relación entre ellos. Recuerde que es el tipo tentativo.

Desarrollo de un modelo predictivo para precios futuros de compra de gas natural licuado (GNL), basado en las referencias internacionales Henry Hub (HH) y Title Transfer Facility (TTF), para fortalecer la capacidad de planeación y competitividad comercial de TEBSA en Soledad, Atlántico, Colombia.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA TEMÁTICA

2.1. Descripción general de la propuesta (200 palabras)

Se debe describir a manera de resumen los elementos centrales de su propuesta preliminar.

La propuesta plantea el desarrollo de un modelo predictivo para proyectar los precios futuros de compra de gas natural licuado (GNL) de Termobarranquilla S.A. E.S.P. (TEBSA), a partir del comportamiento histórico de las referencias internacionales Henry Hub (HH) en el mercado norteamericano y Title Transfer Facility (TTF) en el mercado europeo, ampliamente reconocidas como referencias de precio del gas (International Gas Union [IGU], 2023). La iniciativa responde a la exposición estructural de TEBSA a la volatilidad internacional del GNL, dado que la empresa accede al combustible a través de Calamarí LNG (2024) y la terminal de regasificación SPEC LNG en Cartagena. El estudio se concibe como una investigación aplicada, cuantitativa y predictiva, basada en series históricas de precios oficiales (U.S. Energy Information Administration [EIA], 2024; European Energy Exchange [EEX], 2024) y en técnicas de series de tiempo, aprendizaje automático y aprendizaje profundo (Hyndman & Athanasopoulos, 2021; Yang, Choi & Lee, 2023), evaluadas mediante métricas de error MAE, RMSE y MAPE. Se esperaría que el modelo aportara a la planeación de costos de combustible y a la competitividad comercial de TEBSA en la región Caribe colombiana (Termobarranquilla S.A. E.S.P. [TEBSA], 2024).

2.2. Revisión de la literatura

Corresponde al estado actual del tema que desea investigar como proyecto de grado en su Maestría en Finanzas. Es importante revisar los artículos y/o autores más sobresalientes en el tema elegido e incluir literatura reciente (últimos 5 años).

La literatura sobre pronóstico de precios de gas natural y GNL ha evolucionado desde los modelos estadísticos clásicos hacia enfoques de aprendizaje automático y aprendizaje profundo. El marco metodológico de referencia para el pronóstico de series de tiempo se encuentra en Hyndman y Athanasopoulos (2021), quienes presentan de forma sistemática los modelos ARIMA (Box & Jenkins,

¹ Esta es solo una propuesta del tema de investigación que posee, por ello estará sujeta a modificaciones de acuerdo a las consideraciones del comité de investigación, el tutor o decisión del estudiante.



1970), SARIMAX, ETS y Prophet (Taylor & Letham, 2018), junto con métodos de validación temporal y métricas de evaluación como MAE, RMSE y MAPE.

En el frente del aprendizaje automático aplicado a precios de gas, Su et al. (2019) estudian el precio spot del gas natural usando redes neuronales artificiales, máquinas de soporte vectorial, gradient boosting y procesos gaussianos, demostrando que las técnicas no lineales capturan mejor la dinámica de las series que los modelos econométricos. En la misma línea, Mouchtaris et al. (2021) comparan múltiples métodos de machine learning para pronosticar precios spot de gas a 1, 3, 5 y 10 días, evidenciando ventajas frente a enfoques lineales. El algoritmo Random Forest, ampliamente usado en estos trabajos, fue propuesto originalmente por Breiman (2001).

El aprendizaje profundo ha mostrado resultados particularmente prometedores para series altamente volátiles. La arquitectura Long Short-Term Memory (LSTM), introducida por Hochreiter y Schmidhuber (1997) y desarrollada extensamente por Goodfellow, Bengio y Courville (2016), es una de las más utilizadas en este campo. Zhan y Tang (2022) plantean un modelo híbrido que combina técnicas de descomposición modal (VMD, EEMD) con redes LSTM, evidenciando mejoras significativas en la precisión del pronóstico frente a modelos individuales. Liu, Jiang y Leng (2025) proponen un marco de ensamble que integra ARIMA y LSTM para pronosticar precios de gas a escalas semanales y mensuales, mostrando mayor robustez frente a cambios de régimen en el mercado.

Para el caso específico del GNL, Yang, Choi y Lee (2023) proponen un modelo de predicción del precio spot del GNL (índice JKM) basado en algoritmos de aprendizaje automático, demostrando que estos enfoques reducen el error de pronóstico frente a modelos tradicionales y disminuyen el riesgo de fluctuación en los precios de compra. Kim et al. (2022) aplican redes neuronales artificiales para pronosticar precios de bunker de GNL como apoyo a la gestión de compras en el sector marítimo, evidenciando mejoras en la planeación frente a la volatilidad del combustible.

Desde la perspectiva sectorial internacional, la International Energy Agency (2023) y la International Gas Union (2023) ofrecen el marco contextual global sobre la dinámica del mercado del GNL, mientras que Shell (2024) proyecta el crecimiento de la demanda hacia 2040. Las referencias de precios HH y TTF se sustentan en las series oficiales publicadas por la U.S. Energy Information Administration (2024) y por el European Energy Exchange (2024), respectivamente.

En el ámbito nacional, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2023) presenta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038, que documenta la dependencia creciente del GNL importado. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (2025) reporta el estado actualizado de las reservas, y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2024) junto con XM S.A. E.S.P. (2024) caracterizan el marco regulatorio y la operación del Sistema Interconectado Nacional. Calamarí LNG (2024) describe la operación de la cadena de suministro de GNL en Colombia y el rol de la terminal SPEC LNG. A pesar de la riqueza de información sectorial nacional, la literatura académica colombiana específica sobre pronóstico de precios de GNL aplicado a generadores térmicos resulta aún limitada, lo que justificaría el carácter aplicado de la presente propuesta. El listado completo de las treinta fuentes consultadas se presenta en la sección de Bibliografía.

2.3. Planteamiento del problema

Es fundamental hacer una descripción de la naturaleza y magnitud del problema. Además debe formular la pregunta que se quiere responder, en el contexto del problema a cuya solución o entendimiento contribuirá su investigación.



Descripción del problema

El mercado internacional del gas natural y del gas natural licuado (GNL) ha experimentado, durante la última década, una profunda transformación estructural caracterizada por un crecimiento acelerado de la demanda, una mayor integración entre regiones a través de cargamentos marítimos de GNL y, simultáneamente, una persistente volatilidad de precios (International Energy Agency [IEA], 2023). El gas natural ha consolidado un papel central en la transición energética global, tanto por su menor intensidad de emisiones frente al carbón y al petróleo, como por su capacidad para respaldar matrices eléctricas con elevada participación de fuentes renovables variables (IEA, 2023). En esta misma línea, la International Gas Union (2023) documenta que el GNL se ha convertido en uno de los principales vehículos para el comercio internacional de gas, mientras que Shell (2024) anticipa que la demanda mundial de GNL podría superar los 700 millones de toneladas anuales hacia 2040, lo que representaría un incremento cercano al 90 % frente al nivel registrado en 2021.

Dentro de este entorno global, dos referencias internacionales han adquirido un protagonismo particular en la formación de precios del gas y del GNL: Henry Hub (HH), punto físico de conexión de gasoductos en Luisiana, Estados Unidos, referente del mercado norteamericano, y Title Transfer Facility (TTF), hub virtual ubicado en los Países Bajos, principal referencia del mercado europeo (International Gas Union [IGU], 2023). La U.S. Energy Information Administration (2024) publica la serie histórica oficial del precio spot de HH, fuente primaria para caracterizar la referencia norteamericana; y el European Energy Exchange (2024) proporciona las cotizaciones oficiales del TTF, fuente central para el mercado europeo. En distintos periodos recientes, ambas referencias han exhibido variaciones superiores al 20–40 % en cuestión de semanas, con incrementos puntuales del orden de 1–2 USD/MMBtu (IGU, 2023), lo que ilustra la magnitud de la volatilidad a la que están expuestos los grandes consumidores de GNL.

Colombia no es ajena a esta dinámica internacional. El país, históricamente autosuficiente en gas natural, atraviesa una etapa de creciente dependencia del GNL importado debido al agotamiento progresivo de sus reservas. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (2025) reportó que el horizonte de reservas probadas de gas natural se sitúa alrededor de 5,9 años, lo que mantiene al país en una posición estructural de necesidad de complementar su oferta interna con importaciones. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2023), en su Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038, subraya la importancia de la terminal de regasificación SPEC LNG en Cartagena y el rol de Calamarí LNG (2024) como agente importador y comercializador de GNL para asegurar la confiabilidad del sistema energético nacional, especialmente durante episodios de baja hidrología y fenómenos como El Niño. La International Energy Agency (2023) sitúa al gas natural como respaldo crítico de matrices eléctricas con alta participación de fuentes renovables variables, condición plenamente aplicable a la matriz eléctrica colombiana.

En este escenario, Termobarranquilla S.A. E.S.P. (TEBSA, 2024) ocupa una posición estratégica. Ubicada en Soledad (Atlántico), sobre la margen del río Magdalena, es la planta de generación térmica con mayor capacidad instalada del país, con cerca de 918 MW de capacidad efectiva neta. Según la información operativa de TEBSA (2024), cubre aproximadamente entre el 10 % y el 12 % de la demanda nacional de energía y entre el 40 % y el 50 % de la demanda del Caribe colombiano, participación consistente con los reportes del Sistema Interconectado Nacional publicados por XM S.A. E.S.P. (2024). Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2024)



reconoce a TEBSA como el mayor consumidor de gas natural dentro de la generación térmica del país, con un consumo cercano a 104 GBTUD en 2024, equivalente al 28 % del consumo total del parque térmico nacional, cifra coherente con los registros de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC, 2024). Esta doble condición —gran generador eléctrico y gran demandante de gas— hace que la empresa sea particularmente sensible al comportamiento de los precios internacionales del GNL.

La alta volatilidad de los precios internacionales del GNL, indexados a HH y TTF (IGU, 2023; EIA, 2024; EEX, 2024), se trasladaría directamente a la estructura de costos de TEBSA. Esto generaría múltiples efectos adversos sobre su operación: variaciones significativas en el costo variable de generación, fluctuaciones en los márgenes de los contratos de comercialización de gas hacia terceros, incertidumbre sobre los costos futuros de combustible y dificultad para estructurar ofertas comerciales estables y competitivas en horizontes de mediano y largo plazo (CREG, 2024). Asimismo, esta volatilidad incrementaría los reprocesos derivados de ajustes frecuentes de precios y debilitaría la solidez técnica con la que la empresa sustenta sus decisiones de contratación.

A pesar de esta exposición estructural, TEBSA no cuenta actualmente con un modelo interno formal de predicción de precios futuros de GNL (TEBSA, 2024). La planeación de costos de combustible y la estructuración de ofertas comerciales se apoyan principalmente en reportes externos de mercado y en análisis puntuales, lo cual limita la capacidad de la empresa para anticipar escenarios y gestionar de forma sistemática el riesgo de precio del combustible. Esta ausencia de capacidades internas de analítica predictiva contrasta con los avances de la literatura internacional. Yang, Choi y Lee (2023) demuestran que algoritmos de aprendizaje automático aplicados al índice JKM reducen el error de pronóstico frente a modelos de series de tiempo tradicionales. Mouchtaris et al. (2021) y Su et al. (2019) evidencian que técnicas de machine learning capturan mejor la naturaleza no lineal de los precios spot de gas. Zhan y Tang (2022) muestran que enfoques híbridos con redes Long Short-Term Memory (LSTM), arquitectura propuesta originalmente por Hochreiter y Schmidhuber (1997), mejoran significativamente la precisión del pronóstico, y Liu, Jiang y Leng (2025) proponen marcos de ensamble que combinan ARIMA (Box & Jenkins, 1970) y LSTM para aumentar la robustez frente a cambios de régimen en el mercado.

Sin embargo, la mayor parte de estos desarrollos se ha aplicado a mercados grandes y profundos como Asia, Europa y Norteamérica, sin incorporar las particularidades de un sistema como el colombiano, donde la cadena de suministro de GNL está concentrada en un único agente importador (Calamarí LNG, 2024) y una sola terminal de regasificación, SPEC LNG (UPME, 2023). En consecuencia, existe un vacío metodológico y aplicado: no se dispone de un modelo predictivo construido sobre la base del comportamiento de HH y TTF que se ajuste a las necesidades de un generador térmico colombiano del tamaño y complejidad de TEBSA. Esta brecha justificaría plenamente el desarrollo de la presente propuesta de investigación, orientada a predecir los precios futuros de compra de GNL de TEBSA a partir del comportamiento histórico de las referencias internacionales HH y TTF, de modo que se aporte a la planeación de costos de combustible y a la competitividad comercial de la empresa en la región Caribe colombiana.



Pregunta problema

¿Cómo predecir los precios futuros de compra de gas natural licuado (GNL) de TEBSA a partir del comportamiento histórico de las referencias internacionales Henry Hub (HH) y Title Transfer Facility (TTF), de modo que se aporte a la planeación de costos de combustible y a la competitividad comercial de la empresa en la región Caribe colombiana?

2.4. Objetivos

Los objetivos deben mostrar una relación clara y consistente con la descripción del problema y, específicamente, con las preguntas o hipótesis que se quieren resolver. La formulación de objetivos claros y viables constituye una base importante para juzgar la propuesta. Se debe consignar en este formato tanto el objetivo principal, como los específicos.

General

Desarrollar un modelo predictivo para proyectar los precios futuros de compra de GNL de TEBSA, basado en el comportamiento histórico de las referencias internacionales Henry Hub (HH) y Title Transfer Facility (TTF), con el fin de aportar a la planeación de costos de combustible y a la competitividad comercial de la empresa en la región Caribe colombiana.

Específicos

1. Analizar el comportamiento histórico de las referencias internacionales Henry Hub (HH), Title Transfer Facility (TTF) y los precios de GNL de interés para TEBSA, con el fin de caracterizar su evolución, volatilidad y relación entre sí.
2. Modelar los precios futuros de GNL mediante técnicas estadísticas y de aprendizaje automático basadas en series históricas de HH, TTF y precios internacionales de GNL, con el fin de obtener proyecciones cuantitativas que sirvan como insumo para la planeación de costos de combustible de TEBSA.
3. Evaluar el desempeño predictivo del modelo desarrollado mediante métricas de error (MAE, RMSE y MAPE), con el fin de determinar su capacidad para aportar a la planeación de costos y a la estructuración de ofertas comerciales de gas por parte de TEBSA.

2.5. Justificación

Corresponde a expresar la necesidad de la investigación aplicada o estudio de caso en función de que se desea solucionar, mostrar y su importancia para la empresa los trabajadores, el país, la región o de su pertinencia a nivel mundial

El desarrollo de un modelo predictivo de precios futuros de compra de GNL, basado en el comportamiento de las referencias internacionales HH y TTF, sería relevante para TEBSA por motivos interrelacionados que abarcarían dimensiones operativas, comerciales, estratégicas y de gestión del riesgo. En primer lugar, TEBSA es la planta de generación térmica con mayor capacidad instalada del país y uno de los principales consumidores de gas natural del Sistema Interconectado Nacional (TEBSA, 2024; XM, 2024), lo que la expone de forma estructural a la dinámica de precios del GNL adquirido a través de Calamarí LNG (2024) y regasificado en la terminal SPEC LNG. Cualquier mejora en la capacidad de anticipar el comportamiento de los precios del combustible se traduciría en una mejor planeación de costos, una toma de decisiones comerciales más informada y una mayor competitividad de la empresa, en línea con las exigencias regulatorias que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2024) establece para los agentes del mercado de gas y energía.



En segundo lugar, el proyecto contribuiría a fortalecer la planeación de costos de combustible mediante la construcción de escenarios cuantitativos de precios futuros, lo que permitiría estimar rangos esperados de costos variables de generación y dimensionar de manera más precisa los márgenes de los contratos de comercialización de gas. Esta capacidad analítica reduciría la dependencia de reportes externos puntuales y dotaría a las áreas de planeación, comercialización y operación térmica de una herramienta interna estandarizada para sustentar técnicamente sus decisiones. En tercer lugar, el modelo apoyaría la competitividad comercial de TEBSA al permitir estructurar ofertas de gas más estables y consistentes, anticipar escenarios de estrés y diseñar estrategias de contratación con mayor solidez analítica. La pertinencia de este enfoque se apoya en la lectura del mercado global descrita por la International Gas Union (2023) y en las perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de GNL proyectadas por Shell (2024).

Los beneficiarios directos del proyecto serían TEBSA y sus equipos internos: el área de planeación, encargada de proyectar costos y construir escenarios; el área de comercialización de gas, responsable de estructurar y negociar ofertas comerciales; y el área de operación térmica, que toma decisiones de despacho y abastecimiento de combustible (TEBSA, 2024). De manera indirecta, se beneficiarían los usuarios del servicio de energía eléctrica de la región Caribe colombiana, ya que una gestión más eficiente y predecible de los costos de combustible contribuiría a mayor estabilidad en la formación de precios de la energía. Adicionalmente, se beneficiarían los actores del sector energético nacional —operador del mercado (XM, 2024), regulador (CREG, 2024), agentes comercializadores y otros generadores— al fortalecer las capacidades analíticas de un agente sistémicamente relevante (UPME, 2023).

El proyecto no pretendería «inventar la rueda». Por el contrario, se respaldaría en un cuerpo creciente de literatura internacional que ha demostrado la utilidad de técnicas de series de tiempo —ARIMA (Box & Jenkins, 1970), Prophet (Taylor & Letham, 2018)—, de aprendizaje automático —Random Forest (Breiman, 2001)— y de aprendizaje profundo —redes LSTM (Hochreiter & Schmidhuber, 1997; Goodfellow, Bengio & Courville, 2016)— para predecir precios de gas natural y GNL. El marco metodológico de referencia para el pronóstico de series de tiempo se encuentra en Hyndman y Athanasopoulos (2021), y aplicaciones específicas al GNL aparecen en Yang, Choi y Lee (2023), Kim et al. (2022), Zhan y Tang (2022) y Liu, Jiang y Leng (2025). Lo novedoso de la propuesta radicaría en la adaptación de estas técnicas, ya probadas en mercados grandes y líquidos, al contexto específico de un generador térmico colombiano que depende del GNL importado vía Calamarí LNG y la terminal SPEC LNG (UPME, 2023; Calamarí LNG, 2024).

En conjunto, la propuesta transformaría una necesidad operativa real de TEBSA en un proyecto de investigación aplicada, metodológicamente sólido y alineado con el estado del arte internacional, que aportaría valor a la empresa y, por extensión, a la región Caribe y al sector energético colombiano.

2.6. Diseño metodológico

Se debe incorporar el enfoque, diseño del estudio, corte, delimitación (temporal y espacial), objeto de estudio, unidades de estudio y tipo de estudio.

Elemento	Indique
Enfoque	Cuantitativo, con apoyo de análisis predictivo y revisión documental. Se emplean series numéricas históricas de precios y técnicas formales de modelado estadístico y de aprendizaje automático (Hyndman & Athanasopoulos, 2021).



Diseño	No experimental, aplicado y predictivo. No se manipulan variables; se observa y modela el comportamiento histórico de las referencias internacionales HH y TTF para proyectar valores futuros con aplicación directa a TEBSA.
Corte	Retrospectivo con modelado predictivo. El estudio trabaja sobre series históricas de precios para identificar patrones de tendencia, estacionalidad y volatilidad, y proyectar valores futuros, sin involucrar un seguimiento longitudinal experimental de las variables.
Delimitación temporal	Series históricas recientes de precios internacionales de HH (EIA, 2024), TTF (EEX, 2024) y GNL, según disponibilidad de datos en fuentes oficiales (IGU, 2023; IEA, 2023), con generación de proyecciones futuras para apoyar decisiones de planeación de mediano plazo.
Delimitación espacial	TEBSA, ubicada en Soledad (Atlántico, Colombia), con incidencia en el mercado de gas natural y la generación térmica de la región Caribe colombiana, considerando la cadena de suministro de GNL vía Calamarí LNG (2024) y la terminal SPEC LNG en Cartagena (UPME, 2023).
Objeto de estudio	Precios futuros de compra de GNL y su relación con las referencias internacionales de gas natural HH y TTF.
Unidades de estudio	Series de tiempo de precios HH, TTF y precios internacionales de GNL relevantes para TEBSA, expresadas en USD/MMBtu y unificadas en una misma frecuencia.
Tipo de estudio	Aplicado, descriptivo, correlacional y predictivo. Descriptivo en la caracterización de las series; correlacional en el análisis de relaciones entre referencias; y predictivo en la construcción y evaluación del modelo.

3. BIBLIOGRAFÍA

Se deben utilizar las Normas APA. Deben expresar pertinencia, pluralidad y credibilidad (no utilizar Wikipedia, Monografías.com, Dummies, ni publicación gris como periódicos El heraldo, Revista Dinero, y similares). La propuesta no debe tener menos de 30 fuentes consultadas.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2025). Colombia aumentó sus reservas probadas en petróleo: horizonte de 7,2 años y cambio positivo en gas natural. Bogotá: ANH.
- Bolsa Mercantil de Colombia [BMC]. (2024). Cifras de consumo de gas por planta térmica – Año 2024. Bogotá: BMC.
- Box, G. E. P., & Jenkins, G. M. (1970). Time series analysis: Forecasting and control. San Francisco: Holden-Day.
- Breiman, L. (2001). Random forests. Machine Learning, 45(1), 5–32.
<https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>
- Brockwell, P. J., & Davis, R. A. (2016). Introduction to time series and forecasting (3rd ed.). Cham: Springer.
- Calamarí LNG. (2024). GNL: Combustible clave para la seguridad energética de Colombia. Cartagena: Calamarí LNG.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2024). Información regulatoria sobre la planta de ciclo combinado de TEBSA y consumos de gas del parque térmico colombiano. Bogotá: CREG.
- European Energy Exchange [EEX]. (2024). TTF gas market data. Leipzig: EEX.
<https://www.eex.com>



- Goodfellow, I., Bengio, Y., & Courville, A. (2016). Deep learning. Cambridge, MA: MIT Press.
- Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural Computation*, 9(8), 1735–1780. <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
- Hyndman, R. J., & Athanasopoulos, G. (2021). *Forecasting: Principles and practice* (3rd ed.). Melbourne: OTexts.
- Hyndman, R. J., & Khandakar, Y. (2008). Automatic time series forecasting: The forecast package for R. *Journal of Statistical Software*, 27(3), 1–22. <https://doi.org/10.18637/jss.v027.i03>
- International Energy Agency [IEA]. (2023). *World Energy Outlook 2023*. Paris: IEA.
- International Gas Union [IGU]. (2022). *Global Gas Report 2022*. Barcelona: IGU.
- International Gas Union [IGU]. (2023). *World LNG Report 2023*. Barcelona: IGU.
- Kim, K., Lim, S., Lee, C.-h., Lee, W.-J., Jeon, H., Jung, J., & Jung, D. (2022). Forecasting liquefied natural gas bunker prices using artificial neural network for procurement management. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(12), 1814. <https://doi.org/10.3390/jmse10121814>
- Liu, Y., Jiang, Z., & Leng, W. (2025). A study on predicting natural gas prices utilizing ensemble model. *Sustainability*, 17(2), 567. <https://doi.org/10.3390/su17020567>
- Makridakis, S., Spiliotis, E., & Assimakopoulos, V. (2020). The M4 Competition: 100,000 time series and 61 forecasting methods. *International Journal of Forecasting*, 36(1), 54–74. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2019.04.014>
- Mouchtaris, D., Sofianos, E., Gogas, P., & Papadimitriou, T. (2021). Forecasting natural gas spot prices with machine learning. *Energies*, 14(18), 5782. <https://doi.org/10.3390/en14185782>
- Shell plc. (2021). *Shell LNG Outlook 2021*. The Hague: Shell.
- Shell plc. (2024). *Shell LNG Outlook 2024*. The Hague: Shell.
- Shell plc. (2025). *Shell LNG Outlook 2025*. The Hague: Shell.
- Siami-Namini, S., Tavakoli, N., & Siami Namin, A. (2018). A comparison of ARIMA and LSTM in forecasting time series. En 2018 17th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA) (pp. 1394–1401). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICMLA.2018.00227>
- Su, M., Zhang, Z., Zhu, Y., Zha, D., & Wen, W. (2019). Data-driven natural gas spot price prediction models using machine learning methods. *Energies*, 12(9), 1680. <https://doi.org/10.3390/en12091680>
- Taylor, S. J., & Letham, B. (2018). Forecasting at scale. *The American Statistician*, 72(1), 37–45. <https://doi.org/10.1080/00031305.2017.1380080>
- Termobarranquilla S.A. E.S.P. [TEBSA]. (2024). *Información operativa, participación y consumo de gas (MBTUD) en Colombia 2024*. Soledad: TEBSA.



- U.S. Energy Information Administration [EIA]. (2024). Henry Hub Natural Gas Spot Price. Washington, D.C.: EIA. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm>
- Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2023). Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038. Bogotá: UPME.
- XM S.A. E.S.P. (2024). Cargo por Confiabilidad y Obligaciones de Energía Firme. Medellín: XM.
- Yang, S.-F., Choi, S.-W., & Lee, E.-B. (2023). A prediction model for spot LNG prices based on machine learning algorithms to reduce fluctuation risks in purchasing prices. *Energies*, 16(11), 4271. <https://doi.org/10.3390/en16114271>
- Zhan, L., & Tang, Z. (2022). Natural gas price forecasting by a new hybrid model combining quadratic decomposition technology and LSTM model. *Mathematical Problems in Engineering*, 2022, 5488053. <https://doi.org/10.1155/2022/5488053>