

SE- ENARSA - ENARGAS
Actuación AGN 113/23 (Proyecto N° 020801285)

Gerencia de Control de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos
Departamento de Control de los sectores de Energía y Agua

NORMATIVA ANALIZADA / MARCO NORMATIVO APLICABLE

Leyes: 17.319-24.076-25.561-26.741-27.541-27.591-

Decretos: 1738/1992-180/2004-181/2004-893/2016-1053/2018-892/2020-730/2022

Resoluciones: 01/2013-60/2013-74/2016-212/2016-46/2017-474/2017-360/2021-67/2022-730/2022

ACLARACIONES PREVIAS

Consideraciones generales

La matriz energética representa la incidencia de las diferentes fuentes de energía utilizadas en un país. Argentina, como el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. En efecto, aproximadamente el 85% del total de la matriz se explica por el petróleo y el gas; particularmente, el gas representa más del 50%.

El sector hidrocarburífero se conforma por 3 segmentos: producción, transporte y distribución. Conforme las leyes 17.319 y 24.076, las actividades de exploración y explotación (producción, captación y tratamiento) son desreguladas, mientras que las actividades de transporte y distribución son reguladas sometidas al régimen de servicio público. La cadena de valor del GN involucra varias etapas desde la exploración hasta su consumo: producción (exploración, perforación, extracción), procesamiento, transporte, distribución y comercialización.

Las cuencas productoras de hidrocarburos en Argentina son las siguientes (ordenadas por importancia en relación a su participación en la producción nacional de GN para el 2022): i) Neuquina (68,01%), ii) Austral (20,59%), iii) Golfo San Jorge (8,41%), iv) Noroeste (2,89%) y v) Cuyana (0,11%).

Si bien en cada cuenca operan múltiples productores de diversas escalas, el mercado de producción de GN se encuentra altamente concentrado. En 2022, el 75,2% del total de la producción interna se distribuía entre 4 grandes productores: YPF SA, Total Austral SA, Tecpetrol SA y Pan American Energy (PAE); sumando los dos primeros, el 47,4%.

Abastecimiento interno de gas

El abastecimiento interno de GN es un principio de la política hidrocarburífera. A fin de aumentar la producción doméstica y revertir el déficit en la balanza comercial y la dependencia de las importaciones, la Ley 26.741, de Soberanía Hidrocarburífera (2012), declaró el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos como objetivo prioritario.

Se creó por Decreto 1277/12 el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, para la inscripción de todas las personas físicas y jurídicas que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, como requisito indispensable para el desarrollo de su actividad en todo el territorio nacional. También se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas quien debía elaborar, anualmente, un Plan Nacional de Inversiones con criterios y metas deseables.

Oferta y demanda de gas

La demanda interna de gas se compone de la siguiente manera:

- a. Gas para generación térmica (abastecimiento eléctrico)
- b. Gas que excluye la generación eléctrica
 - i. Residencial y Comercial
 - ii. Industrial
 - iii. Gas Natural Comprimido (GNC)

iv. Plantas de procesamiento fuera del sistema de transporte

Tanto la demanda de energía eléctrica como la de GN (no destinado a la generación eléctrica) presentan una fuerte estacionalidad explicada por las variaciones de temperatura. La primera, está sujeta a picos estivales e invernales, asociados al requerimiento de refrigeración y calefacción respectivamente. La segunda tiene su pico durante el invierno, debido a la necesidad de calefacción de la demanda residencial.

La oferta se conformó de la siguiente manera:

- a. Producción local
- b. GN importado de Bolivia
- c. GNL importado, terminales de Bahía Blanca (BB) y Escobar
- d. GNL regasificado (GNLR) importado de Chile

El GN se clasifica, según su forma de extracción, en convencional y no convencional (shale gas y tight gas). La participación de cada uno de ellos en la oferta fue explicada, mayormente por el desarrollo tecnológico vinculado a la explotación de recursos no convencionales, por el potencial de recursos y reservas no convencionales de las cuencas productivas y a la reorientación de las inversiones hacia este tipo de yacimientos.

Políticas de incentivo a la producción

Ante la necesidad de revertir la caída sostenida que reflejaba la producción nacional desde 2004 y apuntar hacia el logro de los objetivos de la Ley 26.741, en el marco ámbito de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante ex Comisión), se crearon e implementaron los primeros programas de estímulo a la producción.

a) Plan Gas I:

Por resolución ex Comisión 1/13 se implementó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I).

Las empresas interesadas debían proponer, entre otras cuestiones, una inyección base¹ y base ajustada, el cálculo del precio base y los compromisos de aumento de inyección. Una vez evaluado y aprobado por la ex Comisión, todo volumen inyectado sobre el nivel base ajustado recibía una compensación por la diferencia entre el precio estímulo, determinado en 7,5 USD/MMBTU y el precio efectivamente percibido por la venta. Los proyectos contaban con un plazo máximo de vigencia de cinco años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la ex Comisión.

b) Plan Gas II

Posteriormente, por Resolución de la ex Comisión 60/13 se creó el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II), dirigido a las empresas no participantes del Plan Gas I por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos.

En este caso, el cálculo de la compensación a cargo del Estado fue el mismo que el previsto en el PG I, aunque variaba dependiendo si las empresas poseían o no inyección previa.

c) Plan Gas III

Por Resolución ex MINEM 74/16, se implementó el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Plan Gas III) con el fin de incrementar el abastecimiento al mercado interno a partir de nuevas inversiones, incentivando el desarrollo de proyectos de empresas no beneficiarias de PG I y II, y sin inyección previa.

d) Resolución ex MINEM 46/17

Luego, por Resolución ex MINEM 46/17, se creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Programa Resolución 46/17) para fomentar la producción en las cuencas neuquina y austral, a partir del incentivo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural no

convencional, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes.

Podían ser parte del programa proyectos que ya tuvieran inyección previa, aunque el pago del incentivo se estipuló por la inyección a realizarse a partir de la presentación del plan de inversiones requerido.

Este Programa se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2021 y el precio estímulo fue establecido de manera descendente partiendo de 7,5 USD/MMBTU para el año de su implementación en 2018, reduciendo 0,5 por año hasta llegar a 6 USD/MMBTU en 2021.

e) Plan Gas.AR

El Decreto 892/20 implementó el Plan de Promoción de la Producción de GN Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar). Consiste en un sistema competitivo en el PIST, a través de un procedimiento de oferta y demanda en el cual los contratos particulares resultantes del esquema deben ser negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento.

Sistema de transporte

Las inversiones en expansión no son obligatorias para las transportistas, sino que representan una garantía de mayor rentabilidad para las empresas ante la ampliación del mercado.

La cuenca Neuquina, particularmente Vaca Muerta, incentivada principalmente por la Resolución ex MINEM 46/17, incrementó entonces su producción, lo que provocó una congestión en el sistema de transporte que evidenció la necesidad de ampliar la infraestructura. Mediante Resolución SE 67/22 se creó el Programa Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional (Transport.Ar), y se declaró de interés público nacional la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK).

Exportación e importación de Gas

Exportación de Gas Natural

La Ley 17.319, de Hidrocarburos, determina que el PEN fija la política nacional con respecto a las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos.

La Ley 24.076 dispuso que las exportaciones de GN deben ser autorizadas por el PEN, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.

Importación de Gas Natural

El PEN es el encargado de establecer el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados. Las importaciones de hidrocarburos son libres, con el solo requisito de remitir al ENARGAS una copia de los contratos.

a) Gas de Bolivia

En 2006 se firmó el “Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”, por el cual ambos gobiernos instruyen a las empresas ENARSA e YPF, a suscribir un “Contrato de compra venta de gas natural” por un plazo de 20 años, el cual fue prorrogado y readecuado a partir de nueve adendas y tres acuerdos/adendas transitorias.

La cláusula 3.8 del contrato, coloca a la Argentina tercera en el orden de prioridad para la entrega de GN. Esta condición junto con la tendencia a la baja que comenzó a evidenciar la producción en Bolivia desde el 2013, consecuencia del declive natural de sus yacimientos, derivó en ajustes y modificaciones en las negociaciones.

b) GNL importado regasificado.

El GNL importado representa otro componente del abastecimiento de los requerimientos energéticos nacionales. Es gestionado por ENARSA desde el 2008, bajo las instrucciones de la SE y operado, técnica y logísticamente, por YPF.

La importación y regasificación de GNL, se hace a través de dos puertos, BB y Escobar. En ambos puertos se encuentra una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés), que recibe los buques de GNL, y una vez regasificado, es inyectado en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos, TGS para el caso de Bahía Blanca y TGN

para Escobar.

c) Importaciones de Chile

Durante 2016 y 2017, ante la imposibilidad de expandir la oferta doméstica, el declino de los yacimientos bolivianos y un orden de prelación rezagado respecto a otro demandante (Brasil), así como de obtener cupos excedentes mediante otros medios, se celebraron contratos para importar gas natural licuado regasificado (GNLR) de Chile, a través de gasoductos que se encontraban sin uso y por los cuales anteriormente se exportaba GN.

Precio del Gas

De acuerdo al marco regulatorio, el precio del gas debe surgir de la libre interacción entre la oferta y la demanda, y las distribuidoras deben trasladar su costo al usuario final, sin producir beneficios y/o pérdidas. A diferencia del petróleo, el GN carece de un único precio de referencia internacional y son los mercados regionales los que marcan distintos indicadores a nivel global, a partir de la oferta y la demanda. El costo de abastecimiento de GN para satisfacer la demanda interna se conforma a partir del precio promedio ponderado (PPP) de la oferta total de gas.

Durante el período auditado, el costo total del abastecimiento interno se compuso de varios precios: producción nacional, que a su vez varía según productor, cuenca de origen y tipo de extracción; volúmenes importados; GN de Bolivia, GNLR de Chile, y GNL proveniente de distintos países.

Precio del gas local

La Ley de Reforma del Estado 23.696 dispuso que los precios del GN en el segmento de producción se determinen por el libre juego de la oferta y la demanda.

Luego, la Ley 25.561 facultó al PEN a regular transitoriamente los precios de insumos, bienes y servicios críticos para proteger los derechos de los usuarios y consumidores. La emergencia en general rigió hasta 31/12/17, con excepción de la emergencia social que fue prorrogada hasta el 31/12/19.

El ex MINEM dictó las Resoluciones ex MINEM 28/16 y 31/16 con la determinación de nuevos precios en el PIST para el gas natural y la instrucción al ENARGAS de llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral.

En el mismo ámbito se presentaron los distintos factores que componen el costo real del abastecimiento de GN y se dispuso que la determinación final del precio en el PIST, debe ser el resultado de la ponderación de los precios mencionados.

En 2017 se firmaron las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas natural a distribuidoras de gas por redes”, a instancias del ex MINEM. Se establecieron volúmenes y precios en dólares estadounidenses a ser aplicados, con un sendero de precios máximos hasta el 31/12/19, fecha de vencimiento del acuerdo.

Durante 2018, a causa de la devaluación, se verificaron diferencias significativas entre el precio de gas de las Bases y Condiciones y el precio reconocido en las tarifas. Se decidió por Resolución Ex SGE 20/18 trasladar las diferencias a los usuarios, a pagar en 24 cuotas, aunque dicha medida luego se dejó sin efecto por su similar 41/18. Finalmente, por Decreto 1053/18, derogado luego por la Ley 27.591, se estipuló que el EN asuma el pago de dichas diferencias.

Resolución ex SGE 32/19

En 2019 se creó un mecanismo de concurso de precios para la provisión de GN para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes. Paralelamente, por Resolución ENARGAS 72/19 se estableció una “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”, para los contratos resultantes de estas subastas.

Con la pandemia y el Aislamiento y Distanciamiento Social Obligatorio decidido por el PEN, los contratos se prorrogaron hasta fines del 2020.

Situación a partir de la Ley 27.541

Se implementó el congelamiento de tarifas como una medida para controlar el aumento de los costos del servicio y proteger a los usuarios. Se habilitó al PEN a iniciar un proceso de revisión

de la RTI vigente y/o una revisión extraordinaria.

En el marco de la delegación establecida, se instruyó a la ex IEASA a renovar la vigencia de los acuerdos de provisión y adquisición de GN, que se encontraban vigentes hasta el 31/03/20. Posteriormente, se instruyó a ex IEASA a prorrogar, antes de la expiración de aquellos contratos que se encontraban en curso de ejecución, todos los contratos de abastecimiento de gas con las empresas distribuidoras y subdistribuidoras, por el período comprendido entre el 17/12/20 y la fecha de efectiva vigencia de los contratos de abastecimiento a celebrarse en el marco de Plan Gas.Ar.

Precio de las importaciones de gas

Es un precio ponderado de los distintos tipos de operaciones que se realizaron para un periodo de tiempo determinado. Las fuentes de las importaciones surgen de puntos previos.

Seguimiento de recomendaciones

ENARSA informó haber implementado las recomendaciones formuladas en su oportunidad en cuanto a resguardo de documentación, adecuación de sistemas de control interno y Programa de Energía Total.

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El ODS 7 se vincula de manera indirecta con el presente informe. La meta 7.1. es la que ejerce mayor influencia en el tema estudiado. En ese contexto se encuentra el indicador Porcentaje de la población con acceso a los combustibles limpios para cocción y la meta final a 2030 es que el 97,8% de los habitantes del país tenga acceso a combustibles limpios.

HALLAZGOS

1. La falta de procedimientos reglados durante el proceso de planificación del abastecimiento de GN y de determinación de las necesidades de importación, impidió desarrollar tareas oportunas y coordinadas, tendientes a dar solución a problemas en el sector
2. El diseño de las políticas de incentivo a la producción de Gas Natural presentó déficits respecto a variables fundamentales para evaluar su desempeño, específicamente en la delimitación de metas y objetivos, en la fundamentación del precio (estímulo y máximo), en la distribución de volúmenes y en las herramientas de control
3. Las políticas de estímulo a la producción implementadas no lograron revertir el déficit de la balanza comercial de gas
4. El abastecimiento interno mantuvo una dependencia de las importaciones, aunque mostró una tendencia a la baja, reduciendo su participación al 11% respecto a la producción doméstica
5. Si bien se verificó una disminución de los volúmenes importados, el aumento de participación del GNL en las importaciones tuvo un impacto negativo en la balanza comercial.
6. El Poder Ejecutivo concentró sus políticas en los incentivos a la producción y desatendió la necesidad de expandir el sistema de gasoductos.
7. La persistencia de los déficits de GN tuvo lugar en un contexto de estancamiento de la demanda (usuarios abastecidos) y una baja expansión del servicio (usuarios no abastecidos).
8. La suscripción de las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” que estableció precios en dólares y con sendero ascendente provocó, ante un evento devaluatorio, un aumento significativo en el precio del gas a trasladar a los usuarios
9. Luego de la determinación del sendero de precios de gas en el PIST, se realizaron subastas que validaron precios de mercado inferiores

10. Se verificó durante el período auditado, que la política de incremento del precio del gas en el PIST, en combinación con los planes de estímulo, llevaron los precios del gas doméstico incremental por encima de los precios internacionales y de la canasta de importaciones
11. No se han evidenciado avances vinculados con la implementación de los objetivos del ODS 7

CONCLUSIONES

La presente auditoría tuvo por objeto verificar la gestión del precio del gas y su impacto en los segmentos de transporte y distribución, así como la planificación y ejecución de las actividades de importación y exportación de gas natural con miras al logro del autoabastecimiento hidrocarburífero. Adicionalmente se verificó el grado de avance de la organización auditada con relación a la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”. Se constató que la falta de reglamentación de procedimientos en la etapa de planificación impactó negativamente en la oportunidad y coordinación de las tareas vinculadas con el abastecimiento de gas natural. También se detectó, para el Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17, la ausencia de ciertos elementos destinados evaluar su desempeño, tales como metas, objetivos, e indicadores.

Durante el período auditado se mantuvo como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, que persiguió reducir el déficit en la balanza comercial de gas, para lo cual se tuvo como propósito aumentar los volúmenes de producción nacional y mejorar la relación entre producción e importaciones junto con la obtención de saldos exportables. Sin embargo, la Auditoría constató con relación a la balanza comercial de gas que:

1) Las políticas de estímulo no lograron revertir su déficit, observándose durante 2022 el menor saldo deficitario del período, durante la vigencia del Plan Gas Ar, registrándose los mayores niveles de exportación, con la demanda de menor consumo de la última década.

2) El abastecimiento interno mantuvo su dependencia de las importaciones, con tendencia a la baja, reduciendo su participación respecto a la producción doméstica, aunque con aumento en la participación de GNL en el gas importado. A principios de 2016, como consecuencia de la implementación de los PG I y II durante el período 2013/2015, las importaciones alcanzaban un valor cercano al 12% del gas utilizado para abastecer la demanda. Si bien durante 2020 y 2021 se advirtió un nuevo aumento de las importaciones, el período coincide con la vigencia del ASPO y DISPO a causa de la pandemia global por COVID

3) La persistencia de los déficits de GN tuvo lugar en un contexto de estancamiento de la demanda (usuarios abastecidos) y una baja expansión del servicio (usuarios no abastecidos), incumpléndose de esta manera los dispositivos de la ley 24.076, según la cual el Estado debe alentar inversiones en infraestructura para asegurar el suministro a largo plazo conforme al crecimiento de la demanda interna industrial, en pos de mejorar la calidad de vida de la población.

En otro orden, la falta de priorización de una política de expansión de gasoductos durante el período de mayor producción de gas, ocurrido durante la vigencia del programa implementado por Resolución ex MINEM 46/17 tuvo como consecuencia una saturación de los gasoductos que evacúan el GN desde la cuenca neuquina durante el período invernal. El aumento esperable del aporte de la cuenca neuquina, no fue acompañado oportunamente por la expansión de la capacidad de transporte para evacuarlo, rezagando el potencial productivo de la cuenca, la reversión del déficit gasífero con su consecuente impacto en divisas y en el costo de abastecimiento.

Respecto del precio del GN, se verificaron las siguientes situaciones:

1) El sendero del precio del gas y su valor objetivo fijado en 6,80 USD/MMBTU a ser alcanzado en octubre de 2019, según Resolución ex MINEM 212/16, resultó significativamente superior a los precios surgidos de las subastas en el MEGSA para asegurar disponibilidad para generación eléctrica y para el abastecimiento de la demanda de usuarios de las prestadoras de servicio

Autoridades AGN (a la fecha de aprobación del informe)

Presidente

Dr. Juan Manuel Olmos

Auditores generales

Dr. Francisco J. Fernández
Dr. Alejandro M. Nieva
Lic. María Graciela de la Rosa

Contacto

Av. Rivadavia 1745 - (C1033AAH) CABA - Argentina
Tel.: (54 11) 4124 - 3700
informacion@agn.gov.ar / www.agn.gov.ar

público de distribución de gas por redes, y de las desarrolladas en el marco del Plan Gas Ar implementado a partir de 2020.

El mecanismo de subastas y el esquema del Plan Gas Ar validaron precios de mercado inferiores a los preestablecidos en el programa de estímulo a la producción establecido por Resolución ex MINEM 46/17 y al sendero de precios estipulado para la reducción de subsidios. En 2021, coexistieron precios estímulo de 6 USD/MMBTU y un precio promedio de adjudicación del PG.AR de la ronda 1 en torno a los 3,60 USD/MMBTU.

2) El intento de establecer dichos precios mediante la suscripción de las “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” a fines de 2017, provocó, ante un evento devaluatorio, un aumento significativo en el precio del gas a trasladar a los usuarios. Esta situación es grave si se considera la vigencia de la Ley 26.741 que establecía como principio los intereses de los consumidores relacionados con el precio de los hidrocarburos. El acuerdo mencionado regiría a partir de enero de 2018, cuando ya había concluido la emergencia iniciada en 2002 y entraba nuevamente en vigencia la Ley 24.076 que dispone que el precio del gas en su segmento inicial debe ser fijado libremente por el mercado.

3) Complementariamente, la AGN constató que el precio promedio de las importaciones se ubicó por debajo del precio estímulo del gas en distintos lapsos del período auditado, caracterizado por una alta volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos. Es decir, la política de incremento del precio de gas en el PIST decidida a través de la Resolución 212/16, en combinación con los planes de estímulo vigentes, fijaron los precios del gas doméstico incremental por encima de los precios internacionales de referencia y de la canasta de importaciones.

Este punto se encuentra estrechamente vinculado con los déficits de la política estatal para calcular, relevar y transparentar variables fundamentales de la industria que repercuten en el costo del servicio público, como lo es el costo de producción del gas natural, situación señalada en distintos informes de la AGN.

Por último, no se evidenciaron avances en torno a los objetivos previstos en el ODS 7 que postula garantizar el acceso universal a servicios energéticos, promover la inversión en infraestructura energética y facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia.

La incidencia y la importancia del GN en la matriz energética argentina lo sitúan como un elemento clave y fundamental en la estructura productiva nacional. Por su parte, la interrelación e interdependencia de los segmentos que conforman el sector gasífero y de éste con el sector eléctrico, exigen capacidad institucional en la formulación de las políticas públicas sostenibles que procuren el desarrollo eficiente del sector, con foco en las necesidades de la población

Autoridades AGN (a la fecha de aprobación del informe)

Presidente

Dr. Juan Manuel Olmos

Auditores generales

Dr. Francisco J. Fernández
Dr. Alejandro M. Nieva
Lic. María Graciela de la Rosa

Contacto

Av. Rivadavia 1745 - (C1033AAH) CABA - Argentina
Tel.: (54 11) 4124 - 3700
informacion@agn.gov.ar / www.agn.gov.ar