ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

Resolución 705/2024

RESOL-2024-705-APN-DIRECTORIO#ENARGAS

Ciudad de Buenos Aires, 22/10/2024

VISTO el Expediente N° EX-2024-108748669- -APN-GDYE#ENARGAS; la Ley N.° 24.076; el Decreto Reglamentario N.° 1738/92, el Decreto N° 2255/92; y

CONSIDERANDO,

Que, por medio de sus presentaciones ingresadas ante este Organismo como Actuaciones N° IF-2023-51023456-APN-SD#ENARGAS del 5 de mayo de 2023, N° IF-2023-56860938-APN-SD#ENARGAS del 18 de mayo de 2023, N° IF-2024-13525173-APN-SD#ENARGAS del 6 de febrero de 2024, N° IF-2024-26390479-APN-SD#ENARGAS del 13 de marzo de 2024, N° IF-2024-53818398-APN-SD#ENARGAS del 23 de mayo de 2024 y N° IF-2024-63205932-APN-SD#ENARGAS del 14 de junio de 2024, la Distribuidora NATURGY NOA S.A. (ex GASNOR S.A. y en adelante “NATURGY NOA”) en lo que aquí interesa, puso en conocimiento de esta Autoridad Regulatoria la situación de abastecimiento de gas con destino a su demanda prioritaria.

Que NATURGY NOA indicó que debido a la falta de gas desde la Cuenca Norte se encontraba subutilizando el transporte firme contratado sobre el Gasoducto Norte, mientras que dichos faltantes eran compensados con Gas Natural Licuado (GNL) de Escobar y con gas natural inyectado al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (en adelante “GPNK”).

Que, en función de ello, solicitó que se le permitiese transportar el fluido a través de servicios de transporte de Intercambio y Desplazamiento (en adelante “ED”) sin cargo, hasta su zona de abastecimiento, en los casos de entrega del fluido en Salliqueló o Cardales, haciendo extensivas las disposiciones oportunamente establecidas por esta Autoridad Regulatoria para el caso del GNL regasificado proveniente de Escobar, considerando que se configuraba la misma situación prevista por las Notas ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N° 6642/2011 y N° 6643/2011, emitidas oportunamente por esta Autoridad Regulatoria, en atención a que NATURGY NOA se encuentra con capacidad contratada en firme ociosa sobre el Gasoducto Norte que opera TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (“TGN”).

Que NATURGY NOA agregó “…de esta manera se podría adquirir volumen y subirlo a nuestra zona conforme lo definido por ENARGAS en su Nota NO-2024-11606511-APN-DIRECTORIO#ENARGAS del 01/02/2024, configuración que se condice con gasoductos despachados en su totalidad para el caso de cargadores con contratos de transporte en firme que no pueden ser abastecidos por sus rutas originales, no correspondiéndole a GASNOR la aplicación de un valor en la tarifa ED (sin cargo)” (Actuación

N° IF-2024-53818398-APN-SD#ENARGAS).

Que, posteriormente, el 14 de junio de 2024 DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A. (en adelante “CENTRO”) efectuó una presentación (Actuación N° IF-2024-63034774-APN-SD#ENARGAS) en la que informó que – en atención a la merma en el abastecimiento de gas natural desde la Cuenca Norte así como de la importación desde Bolivia – el Productor ENERGÍA ARGENTINA S.A. (en adelante “ENARSA”) había procedido a compensar esos volúmenes con “…(i) gas proveniente de Cuenca Neuquina y con entrega en el punto Cardales (GBA) a través del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK), y/o con (ii) gas GNL inyectado en Escobar”.

Que, a su vez, CENTRO informó que cuando dicha compensación de volúmenes se había realizado con inyecciones de GNL regasificado en Escobar, TGN no le había exigido “…la utilización de transportes ni ED, en línea con lo instruido en las Notas ENRG/GT/GD/GDYE/GAL/I N° 6642 y 6643 de fecha 24/06/2011”.

Que, por otra parte, CENTRO informó que ENARSA le había comunicado que, para realizar dicha compensación de volúmenes, a partir del 12 de junio de 2024 utilizaría gas proveniente de la Cuenca Neuquina y con entrega en el punto Cardales (GBA), a través del GPNK. Explicó que sin embargo y a diferencia de las inyecciones de GNL regasificado en Escobar, TGN le había informado que, para el gas entregado en Cardales, esa transportista devengaría y facturaría los correspondientes servicios ED; y que para no poner en riesgo la normal operación del sistema, CENTRO se había visto en la necesidad de nominar tales servicios ED.

Que, ante esta situación, CENTRO entendía que la entrega en Cardales revestía “…idénticas características a lo verificado con el punto de entrega Escobar en lo que respecta a las entregas del gas sobre el Gasoducto Norte en lo que fuera establecido por esa autoridad Regulatoria en Notas ENRG/GT/GD/GDYE/GAL/I N° 6642 y 6643 de fecha 24/06/2011”; y destacó que actualmente abona las tarifas correspondientes a las capacidades firmes contratadas desde el Norte, las que se encuentran ociosas por falta de gas natural desde esa cuenca.

Que, CENTRO solicitó a este Organismo que “…instruya a Transportadora de Gas del Norte S.A. a no facturar costos relacionados a ED ni TI por volúmenes tomados por esta Distribuidora en el punto Cardales, hasta la capacidad de TF contratada sobre el Gasoducto Norte, ya que los mismos no se ajustarían a lo expresado en la mencionada Resolución ENRG N.° 191/19 en cuanto a que no corresponde la aplicación de costos adicionales en este tipo de situaciones de abastecimiento”.

Que, por su parte, el 7 de mayo de 2024 y mediante Actuación N° IF-2024-46768640-APN-SD#ENARGAS, se presentó TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (en adelante “TGS”), quien hizo referencia a la nota de la Secretaría de Energía de la Nación (en adelante “SE”) N° NO-2024-44424318-APN-SE#MEC, en la que había indicado que con el objetivo de evitar situaciones que eventualmente pudiesen poner en riesgo el abastecimiento de la demanda prioritaria ininterrumpible de las prestadoras de servicios de distribución, se instruyese a ENARSA a utilizar parte o la totalidad de la capacidad de transporte requerida sobre el GPNK.

Que TGS indicó que la SE había informado que ENARSA pondría a disposición de las Distribuidoras identificadas con faltantes, gas natural en los puntos de entrada de la zona BA (Saliquello) y de la subzona GBA del Gasoducto Mercedes Cardales.

Que, a propósito de ello, TGS señaló que había recibido consultas por parte de las Distribuidoras sobre la incidencia de la instrucción de la SE en la operatoria de su sistema de transporte.

Que TGS solicitó a este Organismo que -entre otras cosas- se aclarara si el gas puesto en los puntos de entrega de la subzona BA (Salliquelo) y de la subzona GBA del Gasoducto Mercedes-Cardales, tenía la operatoria instruida por la Resolución ENARGAS N° I-847/09 y las notas ENARGAS N° 6642/11 y 6643/11.

Que, al respecto, cabe indicar que la Resolución ENARGAS N° I-847/09 del 1° de septiembre de 2009 aprobó los cuadros tarifarios correspondientes al punto de inyección de Bahía Blanca para el GNL regasificado, y estableció que en el caso de que éste último fuera inyectado con nominación sobre contratos de transporte firmes vigentes, la tarifa ED debía facturarse a valor cero (0).

Que ello resultó así a tenor de la intervención de la ex Subsecretaría Coordinación y Control de Gestión (establecida por la Resolución MPFIPyS Nº 2000/05 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS) a través de su Nota SSCyCG N° 3002 del 3 de junio de 2009, en donde -respecto de estos cuadros tarifarios (remitidos previamente a esa Subsecretaría bajo Nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 7906/08)- sostuvo que "…considerando el contexto en el cual se aprueban los mismos, es decir, la necesidad de importar GNL e inyectarlo en la sub-zona Bahía Blanca, es que esta Subsecretaría indica que, para aquellos casos en que los cargadores cuenten con contratos TF vigentes y el GNL regasificado sea inyectado con nominación sobre esos contratos, la tarifa ED se facture a valor nulo de manera tal que no tenga impacto tarifario en las tarifas vigentes".

Que, posteriormente, en línea con lo dispuesto por la Resolución señalada, en lo que refiere a la asignación del GNL inyectado en el puerto de Escobar, mediante las Notas ENRG/GT/GD/GDYE/GAL/I N° 6642 y N° 6643 de fecha 24 de junio de 2011 se estableció que el gas natural regasificado se consideraría como inyectado en las cuencas de cada gasoducto (Noroeste y Neuquina) y que a los cargadores que nominaran sobre contratos de transporte firme no correspondería aplicarles tarifa ED.

Que, en dichas Notas se aclaró que el volumen nominado sobre cualquier punto de entrega del Gasoducto Norte, debía ser considerado como inyectado en cuenca Noroeste, hasta completar la capacidad de transporte, así como el volumen nominado sobre cualquier punto de entrega del Gasoducto Centro-Oeste debía ser considerado como inyectado en cuenca Neuquina, hasta completar la capacidad de transporte.

Que, también se previó que en caso de que el caudal inyectado por la regasificación de GNL fuese mayor a la capacidad de transporte de los gasoductos mencionados, el remanente se debería considerar como cuenca Neuquina, en el sistema sur.

Que, adicionalmente, se aclaró que "…en tanto la Resolución ENRG N° I-847/09 no ha definido los criterios de inyección en Bahía Blanca, se deberá incorporar el criterio aquí sostenido en lo referente a la consideración del GNL regasificado como inyectado en cuenca Neuquina hasta completar la capacidad de transporte de los gasoductos Neuba II y Neuba I".

Que, tal criterio fue posteriormente ampliado mediante la Nota ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N° 5940/13, del 1° de julio de 2013, cuando se indicó que "…diariamente de acuerdo a los volúmenes que disponga ENARSA para hacer frente a sus contratos, situará sus inyecciones desde Bahía Blanca y Escobar en las cuencas de asignación previamente mencionadas, de acuerdo a los transportes que vayan a ser utilizados y considerando el correspondiente gas combustible", haciendo referencia a las cuencas Noroeste y Neuquina para el caso específico del gas regasificado en el puerto de Escobar.

Que, por su parte, la Resolución N° RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS del 29 de marzo de 2019, estableció que "Ante la utilización plena de los sistemas de transporte no se garantizan a la transportista ingresos por servicios interrumpibles que efectivamente no se encuentran disponibles. La asignación del GNL en las cuencas de origen tenía por objetivo sostener los contratos de transporte en firme que se encontraban vigentes, y no pretendían generar ingresos artificiales para las transportistas como así tampoco garantizarles ingresos por servicios que no se encontraran en condiciones de brindar".

Que, en función de los antecedentes normativos citados, cabe aclarar que las Notas N.° NO-2024-11606210-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y N.° NO-2024-11606511-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, ambas del 1° de febrero de 2024, dirigidas a TGN y a NATURGY NOA respectivamente, indicaron respecto al abastecimiento de la demanda prioritaria de esa Distribuidora con GNL proveniente de la planta regasificadora de Escobar que, al encontrarse -el mismo- enmarcado en lo previsto por las Notas ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N.° 6642/11 y N.° 6643/11, al disponer de capacidad contratada en firme ociosa sobre el gasoducto Norte de TGN y ante la necesidad de abastecerse con GNL regasificado en la Terminal de Escobar, no corresponde ni la aplicación de un valor en la tarifa ED ni la formalización de un contrato de transporte interrumpible en la ruta GBA–GBA, en función de que la habilitación de dicha ruta para las inyecciones en el punto de ingreso al sistema de transporte de la Terminal Escobar, se condice con gasoductos despachados en su totalidad para el caso de cargadores con contratos de transporte en firme que no pueden ser abastecidos por sus rutas originales.

Que, asimismo, con fecha 15 de julio de 2024, por medio de la Nota N.° NO-2024-74201703-APN-DIRECTORIO#ENARGAS dirigida a NATURGY NOA (y, en copia a TGN) esta Autoridad Regulatoria, a solicitud de esa Distribuidora y por los motivos expuestos en los Informes N° IF-2024-73196198-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2024-74064796-APN-GAL#ENARGAS, aclaró que se mantenían los criterios vertidos en las Notas N° ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N° 6642/11 y N° 6643/11 para el caso del gas natural entregado por ENARSA para su abastecimiento en el punto de entrega Cardales de TGN, en la medida que no se excediera de sus contratos de transporte firme sobre el gasoducto Norte.

Que, en virtud de lo establecido en el artículo 24 de la Ley 24.076, en cuanto determina que "Los transportistas y distribuidores deberán tomar los recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles", no es admisible que existiendo disponibilidad de gas natural para reemplazar faltantes desde las cuencas productivas, se comprometa el suministro por la falta de instrumentación de contratos de transporte ED.

Que, la normativa previamente enunciada encuentra fundamento en que, por un lado, el transporte de gas natural es un servicio que implica grandes inversiones y de largo plazo y, por otro, en que quienes necesitan garantizarse el servicio -en este caso las Distribuidoras de Gas Natural- buscan contratos de largo plazo para abastecer a su

demanda, que son los que se encuentran actualmente vigentes, y cuyas zonas de recepción son cuencas originarias de producción de gas.

Que, por su parte, el punto 5.b del Reglamento de Servicio de Distribución (t.o. Resolución ENARGAS N° 4313/2017 y sus modificatorias), dispone que las Distribuidoras deben contratar Transporte Firme para su Demanda Prioritaria "…por al menos 10 años de duración, a partir del año 2020, de manera que todos los servicios incluidos en la Demanda Prioritaria sean garantizados con Transporte Firme de una Transportista. Asimismo, no podrán restringir la capacidad de transporte firme contratada al momento de la emisión del acto de aprobación del presente Reglamento".

Que, en virtud de ello, los contratos de servicios preexistentes a la instalación de las terminales de Bahía Blanca y Escobar y a la coyuntura actual de abastecimiento de las Distribuidoras -a partir de puntos de entrega distintos a los puntos de ingreso al sistema de transporte (PIST) desde donde esas Licenciatarias tienen contratos de transporte firme vigentes con TGN y TGS, y que tienen como inicio las cuencas originarias, son en su gran mayoría contratos de largo plazo que buscan garantizar el suministro de su demanda.

Que, este sistema de regulación basado en un encuadre contractual, atempera los costos de un sistema de altas inversiones a lo largo de un mayor plazo.

Que tal lo expresado en la citada Resolución N° RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, así como en el Informe N° IF-2019-19260698-APN-GAYA#ENARGAS que la respalda, la asignación del GNL en las cuencas de origen tenía por objetivo sostener los contratos de transporte en firme que se encontraban vigentes, y no pretendían generar ingresos artificiales para las transportistas como así tampoco garantizarles ingresos por servicios que no se encontraran en condiciones de brindar.

Que, por lo tanto, este marco normativo resulta de aplicación en la medida que sigan existiendo situaciones de abastecimiento que puedan ser comprendidas en el contexto bajo el cual el mismo se definió y aprobó, es decir, inyecciones declinantes de gas natural en determinadas cuencas productivas nacionales, sensiblemente inferiores a la capacidad de transporte.

Que, al momento de su dictado y, por consiguiente, del establecimiento de la metodología de asignación de GNL, se constataban dichas condiciones, es decir, una porción de la capacidad de transporte se encontraba ociosa o subutilizada debido a la insuficiente inyección de gas en cuenca; y ello derivó en que los volúmenes de GNL empleados para sustituir esos faltantes serían considerados como inyectados en cuencas de origen, al menos hasta completar las capacidades totales de los gasoductos.

Que esa fue la razón por la cual a aquellos cargadores que nominaran sobre contratos de transporte firme (en la medida que esa nominación no se excediera del volumen contratado) no correspondía aplicarles la tarifa del servicio ED, sosteniéndose de esta manera la estructura de contratos de transporte en firme.

Que, por su parte, respecto del gas importado proveniente de Bolivia, la citada Nota ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N° 5940/13 expresó que "…al disponer de un punto físico de ingreso al sistema de Transporte, no existe necesidad de realizar ningún tipo de asignación, por tanto, el tipo solo puede ser nominado en la cabecera del gasoducto

Norte con las mismas condiciones que cualquier otro productor que inyecta en cuenca Norte".

Que la situación planteada por NATURGY NOA y CENTRO se corresponde con los antecedentes mencionados en función de la disminución de la disponibilidad de gas en determinadas cuencas productivas nacionales y de gas importado desde Bolivia y, simultáneamente, la existencia de contratos de transporte firme celebrados con las Licenciatarias de Transporte (TGN y TGS) que no se encuentran despachados en su totalidad.

Que, por esa razón, corresponde reafirmar el criterio establecido en las Notas ENRG/GT/GD/GDyE/GAL/I N° 6642/2011 y N° 6643/2011; la Resolución N° RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS; y las Notas N.° NO-2024-11606210-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y N.° NO-2024-11606511-APN-DIRECTORIO#ENARGAS; y definir su alcance a la luz de la situación vigente informada por las prestadoras y advertida por esta Autoridad Regulatoria.

Que, en virtud de ello, en la medida que las Licenciatarias de Distribución de gas se encuentren con capacidad de transporte contratada en firme ociosa o subutilizada sobre los gasoductos de TGN y TGS, y necesiten abastecerse de gas desde otros puntos (en tanto no puedan ser completamente abastecidas por sus rutas contratadas originalmente), no corresponderá la aplicación de un valor en la tarifa del servicio de transporte ED para el gas natural entregado y puesto a disposición de esas Distribuidoras en puntos de entrega distintos a los establecidos en los contratos de transporte firme vigentes (tales como el punto de entrega en Cardales de TGN; o el punto de entrega en Salliqueló de TGS).

Que lo establecido en el considerando anterior será aplicable en la medida que el cargador nomine sin excederse de sus correspondientes contratos de transporte firme con TGS y con TGN. En caso de excederse de tales volúmenes contratados, sí corresponderá la aplicación de la tarifa del servicio de transporte ED vigente.

Que el Servicio Jurídico Permanente de esta Autoridad Regulatoria ha tomado intervención que le corresponde.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto en el Artículo 52 a), d), f) y x de la Ley N° 24.076 y lo establecido por la reglamentación por Decreto N° 1738/92, el Decreto DNU N° 55/23 y la Resolución N° RSOLU-2023-5-APN-SE#MEC.

Por ello,

EL INTERVENTOR DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: Establecer que en aquellos casos en los que las Licenciatarias de Distribución de gas se encuentren con capacidad de transporte contratada en firme ociosa o subutilizada sobre los gasoductos de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. y/o TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A., y necesiten abastecerse de gas desde otros puntos distintos a los contratados originalmente con dichas Transportistas, no corresponderá la aplicación de la tarifa de transporte de Intercambio y Desplazamiento (ED).

ARTÍCULO 2°: La exención dispuesta en el artículo 1° de la presente Resolución será aplicable en la medida que las Licenciatarias de Distribución no se excedan de los volúmenes de gas previstos en sus respectivos contratos de transporte firme vigentes con las Licenciatarias de Transporte. En caso de excederse de tales volúmenes contratados, sí corresponderá la aplicación de la tarifa de transporte de Intercambio y Desplazamiento (ED) vigente.

ARTÍCULO 3° Notificar la presente Resolución a todas las Licenciatarias de Transporte y de Distribución, en los términos del Artículo 41 del Reglamento de Procedimientos Administrativos – Decreto N° 1759/72 (T.O. 2017).

ARTÍCULO 4°: Registrar, publicar, dar a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archivar.

Carlos Alberto María Casares

e. 24/10/2024 N° 75309/24 v. 24/10/2024

Fecha de publicación 07/05/2025