



# Análisis sobre las consultas públicas de la SGE y el ENARGAS

## ENERO 2019

Juan Bautista Alberdi 431 B1636FNG Olivos, Buenos Aires, Argentina  
Tel. +54 11 4897 7118 / 7131  
Mail: [info@energyconsilium.com](mailto:info@energyconsilium.com)

Aviso Legal:

«El presente documento ha sido elaborado por **energyCONSILIUM** en respuesta a las consultas públicas emitidas sobre la materia por las autoridades respectivas. El documento expresa la opinión independiente de **energyCONSILIUM**, a modo meramente orientativo de los criterios generales de política regulatoria que estima pertinentes sobre los temas sometidos a consulta, a fin de que puedan ser considerados por las autoridades en el proceso de elaboración participativa de las normas. No tiene por objeto brindar datos, proyecciones o análisis específicos sobre dichos temas, por lo que no se asume responsabilidad alguna con relación a cualquier acción que se adopte en base a la información contenida en el presente.»

## Tabla de Contenido

I.	Introducción y Resumen Ejecutivo .....	3
II.	Marco normativo general .....	5
III.	Análisis de los derechos y obligaciones de los actores del mercado del gas natural .....	9
IV.	Concurso de precios para gas natural firme para Licenciatarías de Distribución .....	10
IV.1	Período de transición.....	10
IV.2	Subastas en general.....	14
IV.3	Análisis de la propuesta en particular.....	14
IV.4	Recomendaciones para la estructuración de un mecanismo de transición .....	18
V.	Traslado de costos de adquisición de gas natural a tarifas .....	21
V.1	Metodología de traslado de precios de gas a tarifas .....	21
V.1.1	Criterio de aprobación de costos de adquisición .....	21
V.1.2	Tipo de cambio para traslado a tarifas .....	23
V.2	Procedimiento general para el cálculo de diferencias diarias acumuladas.....	24

## I. Introducción y Resumen Ejecutivo

1. El objetivo del presente documento es responder a las consultas públicas realizadas por las autoridades respecto del precio de adquisición de gas natural por parte de las Licenciatarias de Distribución. En primer lugar, el 9 de enero de 2019 la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) puso a consideración y evaluación de todos los interesados a través de su [sitio web](#), mediante una Consulta Pública no vinculante, la propuesta del "Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural en Condición Firme para el Abastecimiento de la Demanda de Usuarios de Servicio Completo de las Prestadoras del Servicio Público de Distribución de Gas por Redes" (el "Concurso de Precios"). Éste tiene por objeto implementar un mecanismo para la contratación de los volúmenes de gas mediante la aplicación de sucesivas rondas de negociación que tomen la forma de subastas inversas en una plataforma electrónica única y exclusiva, el Mercado Electrónico del Gas (MEG S.A.). La fecha estimada de realización del Concurso de Precios es a mediados de febrero 2019.
2. En segundo lugar, el 11 de enero de 2019 el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) puso a consideración mediante Consulta Pública a través de la [Resolución ENRG 12/2019](#), la "Metodología de Traslado a Tarifas del Precio de Gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs)". La fecha límite para la remisión de comentarios, observaciones o propuestas de modificaciones con relación a los documentos presentados es, para ambas Consultas Públicas, el día 25 de enero de 2019.
3. La Ley 24.076 y su decreto reglamentario (Dec. 1738/1992) establecen para la comercialización mayorista de gas natural la libertad de contratación como principio fundamental, manteniendo el control de la autoridad regulatoria para el traslado a tarifas a usuarios que no tienen capacidad de elegir a su proveedor. A su vez establece el derecho de las Licenciatarias a recuperar los costos de adquisición del gas natural a través del precio de gas natural incluido en los cuadros tarifarios incluyendo los efectos generados por las DDAs. Este derecho está limitado por el deber de control de la Autoridad Regulatoria sobre la razonabilidad de los precios contractuales.
4. El mercado de gas natural se ha visto afectado desde el año 2002 por la emergencia económica que afectó al país y por las políticas públicas implementadas en materia energética que privilegiaron el subsidio a la demanda y dispusieron precios por debajo del costo del suministro de energía, a costas del desarrollo de un mercado eficiente, terminando con niveles de gasto y déficit del sector público insostenibles bajo un doble esquema de subsidio a la demanda y también a la oferta, para morigerar el impacto sobre la inversión. Es un hecho ineludible que después de 13 años de políticas erráticas, desde el año 2016 estamos atravesando un camino de transición. La reducción de los costos de producción de gas natural en los últimos tres años asociada a la reducción de subsidios, el incremento de la producción, y el comienzo de la normalización del mercado del gas natural en su conjunto, permiten hoy decir que se ha avanzado significativamente en esta transición.

5. Llegado a este punto, entendemos que es necesario recalibrar este camino de transición y que esta convocatoria a subastas de gas natural para Licenciatarias de Distribución de gas natural debe enmarcarse en ese contexto.
6. Las subastas, estructuradas de manera de mejorar la transparencia de las señales de precios e incentivar a la participación de los actores, son un mecanismo de transición posible. En ese sentido proponemos una simplificación de los productos ofertados, una reducción de los plazos contractuales y la aplicación de precios máximos determinados a partir de los resultados de las subastas para aquellas cuencas de menor liquidez. Sin perjuicio de ello, creemos que las subastas no pueden, ni deben, ser el único mecanismo disponible a las distribuidoras para abastecer su demanda, las cuales deben poder adquirir el gas que necesiten en el mercado y a precios libremente pactados entre las partes.
7. Creemos que es de vital importancia para un funcionamiento adecuado del mercado que exista claridad respecto de los mecanismos que utilizará el ENARGAS para cumplir con su función de promover la competencia y proteger los derechos de los consumidores en el proceso de traslado a tarifas del precio de adquisición del gas natural, y en ese sentido consideramos que esta consulta pública es un paso positivo en el diálogo que se debe dar entre los actores del mercado para establecer esos mecanismos. Entendiendo que estamos en un período de transición hacia la plena aplicación de los marcos regulatorios es posible que se necesiten mecanismos transitorios para el traslado de los costos de adquisición de gas natural a tarifas, como el que estamos analizando.
8. A su vez, es necesario que el ENARGAS genere los mecanismos y equipos técnicos necesarios para una supervisión efectiva del estado de situación del mercado de gas natural y desarrolle un criterio de evaluación de los precios que se pacten libremente en el mercado que respete el derecho de los productores a comercializar su gas natural, el derecho de las Licenciatarias a recuperar los costos y el derecho de los consumidores a asegurarse el traslado a tarifas del mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento. En un mercado como el del gas natural, sujeto a una variabilidad estacional y diaria en la demanda y la oferta, ese análisis deberá incluir la consideración de esas características, permitiendo precios diferentes para productos diferentes adquiridos en distintos momentos, a distintos plazos y a través de distintos canales. Ello es particularmente relevante debido a la obligación de promover un sistema competitivo protegiendo al consumidor, donde los precios deben ser compatibles con la seguridad de abastecimiento. Respecto de los principios de evaluación planteados, creemos que la sola comparación de los contratos con el precio promedio de cuenca obtenido mediante un esquema de subastas es una guía insuficiente que puede derivar en una valoración distorsionada de dichos contratos.
9. Por último, en nuestra opinión la intención de implementar un mecanismo rígido de operación ideal modelada para el cálculo de las DDAs tendría el efecto opuesto al objetivo buscado y agregaría una variable más de incertidumbre para la recuperación de costos por parte de las Licenciatarias, que sería en definitiva perjudicial para los usuarios.

## II. Marco normativo general

10. La Ley No. 17.319 (Hidrocarburos) sancionada en 1967, en su Artículo 6°, indica que: *“los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos.”* Asimismo, dicha ley establece principios generales y en lo que respecta a los derechos de los productores a comercializar su gas natural, es amplia permitiendo diversos esquemas que van desde los precios regulados hasta los precios libres, pero siempre procurando estimular el desarrollo de la actividad considerando sus particularidades.
11. Como veremos en los puntos siguientes, la Ley 24.076 (Marco Regulatorio del Gas Natural) sancionada en 1992 y su reglamentación estableció para la comercialización mayorista de gas natural una estructura de mercado transaccional donde compradores y vendedores acuerden libremente los precios y otras condiciones de compraventa. Esto en línea con la evolución de la industria a nivel internacional, reconociendo que el mecanismo más eficiente de organizar la comercialización mayorista del gas natural es a través de mercados competitivos, sujetos a reglamentaciones que contemplen las características particulares de los mismos; entendiendo por mercados competitivos, simplificando una definición que es más compleja, aquellos que permiten que los precios se muevan libremente para equilibrar la oferta y la demanda. Algunos ejemplos de mercados competitivos de gas natural en la actualidad son los Estados Unidos de América (la mayoría de sus mercados regionales), el Reino Unido, Alemania, y Australia.
12. La Ley Nº 24.076 estableció en su Artículo 38°:  
*“Los servicios prestados por los transportistas distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:*
  - a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo.*
  - b) Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante.*
  - c) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. El Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes.*
  - d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.”*

13. De acuerdo con el Artículo 83° de precitada la Ley, una vez finalizado el período de transición de un año, prorrogable por un año más a partir de la vigencia de dicha Ley, los precios resultarían del libre juego de las fuerzas del mercado.
14. Asimismo, el Decreto No. 1.738/1992, que reglamenta la Ley 24.076, establece que:

*"(5) Las variaciones del precio de adquisición del Gas serán trasladados a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación."* (Art°37, inciso 5)

*"El Ente establecerá los requerimientos de información necesarios para controlar la correcta aplicación del mecanismo previsto en la habilitación, no pudiendo suspender, limitar o rechazar los ajustes en las tarifas excepto cuando y en la medida en que (i) se hayan detectado errores en los cálculos o su base y/o en los procedimientos aplicados, o (ii) se haya configurado la circunstancia prevista en el Artículo 38 de esta Reglamentación. (Art. 37°, inciso 7)*

*"En ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 38 Inciso c) de la Ley, el Ente no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares. (Art. 38°)*

*"En ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se presumirán justos y razonables. Frente a tal presunción el impugnante soportará la carga de la prueba del exceso injustificado."* (Art. 38°)
15. La Ley 24.076 y su decreto reglamentario (Dec. 1738/1992) establecen entonces para la comercialización mayorista de gas natural la libertad de contratación como principio fundamental, manteniendo el control de la autoridad regulatoria para el traslado a tarifas a usuarios que no tienen capacidad de elegir a su proveedor.
16. Continuando con la reglamentación, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), aprobadas por Decreto No. 2.255/1992, indican en el numeral 9.4.2 el proceso bajo el cual se realizarán los ajustes a los cuadros tarifarios por variaciones en el precio del gas natural para los usuarios abastecidos por las Licenciatarias de Distribución. Este proceso tiene las siguientes características principales:
  - a. Fue previsto como automático y preestablecido mediante un procedimiento ágil, con plazos breves para la intervención de la autoridad regulatoria y otorgándose efecto positivo al eventual silencio de ésta; es decir que preveía que de seguirse los pasos del proceso los nuevos cuadros tarifarios serían de aplicación por defecto (RBLD 9.3.a, RBLD 9.4). Las RBLD en 9.4.1.1 dicen: *"Dichos cuadros tarifarios se harán efectivos, si no mediare observación de la Autoridad Regulatoria, dentro de los 15 días corridos de su presentación pero nunca antes del día 1° del correspondiente semestre. Tales observaciones versarán solamente sobre errores de cálculo y/o en los procedimientos aplicados que pudieran haberse detectado por la Autoridad Regulatoria"*. Ello no impide la realización de Audiencias Públicas y otros mecanismos de dialogo regulatorio respecto de las variaciones del precio de gas natural lo que ha sido la tradición desde el comienzo de la aplicación de la Ley 24.076.

- b. Se previó que el precio de gas natural a incluirse en el cuadro tarifario fuera una combinación de precios de contratos efectivamente firmados por las licenciatarias y precios estimados del gas natural durante el periodo estacional. Las RBLD en 9.4.2.6 dicen: *"El precio de compra estimado para el período estacional siguiente deberá ser el promedio ponderado de los precios correspondientes a los contratos vigentes en el período siguiente y del precio de compra estimado para las adquisiciones proyectadas para el período siguiente que no estén cubiertas por contratos"*.
  - c. Contempló un control de razonabilidad por parte de la Autoridad Regulatoria, que debe analizar los precios de gas natural a incluirse en el cuadro tarifario y podrá observarlos de mediar errores en los cálculos o procedimientos y, principalmente, verificar que se ajusten a lo previsto en el Artículo 38 c de la Ley 24.076 y su Decreto Reglamentario 1738/1992 (c.f. RBLD 9.4.2.4).
  - d. Se previó que las diferencias que surjan entre los precios reales pagados por el gas natural durante el periodo estacional y aquellos incluidos en los cuadros tarifarios serán compensadas a las Licenciatarias mediante un mecanismo de DDAs establecido en el punto 9.4.2.5 de las RBLD.
  - e. Fue previsto que, en caso de que los contratos referidos en (b) arriba no alcanzaran el 50% del volumen estimado para el periodo estacional, el precio a incluirse en los cuadros tarifarios será el precio incluido en los cuadros tarifarios inmediatos anteriores, sin invalidar la aplicación de lo previsto respecto de las DDAs en (d) arriba.
17. El marco regulatorio establece, según lo visto en los puntos 10 a 16 anteriormente citados, el derecho de las Licenciatarias a recuperar los costos de adquisición del gas natural a través del precio de gas natural incluido en los cuadros tarifarios incluyendo los efectos generados por las DDAs. Este derecho está limitado por el deber de control de la Autoridad Regulatoria sobre la razonabilidad de los precios contractuales en los términos de la normativa vigente, los cuales se presumen justos y razonables de ser libremente pactados, quedando la carga de la prueba en contrario en la Autoridad Regulatoria.
18. Por otro lado, el Decreto No. 2.731/1993 reglamenta el Artículo 83° de la Ley N° 24.076 y establece que a los fines de su registro, las transacciones que se realicen en el Mercado del Gas Natural, se clasificarán, como pertenecientes al Mercado de Corto Plazo del Gas Natural (en adelante el "MCPGN") aquellas concertadas a lapsos no superiores a SEIS (6) meses sucesivos, o como pertenecientes al Mercado de Mediano y Largo Plazo de Gas Natural (en adelante "MMLPGN") aquellas concertadas a lapsos superiores a SEIS (6) meses sucesivos. Las empresas licenciatarias de distribución de gas natural que deseen efectuar transacciones de compra en el MCPGN, sólo podrán hacerlo en un porcentaje equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) de sus volúmenes operados durante el mismo mes del año inmediato anterior.
19. El Decreto No. 1.411/1994 en sus considerandos dice que es un *"deber irrenunciable del Estado asegurar y propiciar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la*



*formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores”, y a su vez establece que el ENARGAS debe certificar si las operaciones de compra de gas natural, realizadas por las Distribuidoras en el marco del Decreto No. 2731/1993, “se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones”. En caso de que el Ente verifique que dichas operaciones se han apartado del marco establecido, utilizará a los efectos del traslado del precio del gas a los consumidores, el menor costo de adquisición que se haya operado en el mercado en condiciones y volúmenes similares.*

20. El Decreto No. 1.020/1995 establece un sistema de estímulo alternativo y optativo para las firmas Distribuidoras de gas, que “opere como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de corto Plazo de Gas Natural (MCPGN) a precios más bajos que los que se operan en el marco de la legislación vigente”, y se traduzca en beneficios para el usuario y para las firmas operadoras.
21. El Decreto No. 180/2004 de creación de Mercado Electrónico de Gas (MEGSA), en su artículo 6, dispuso que sus funciones fundamentales serán *“transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados “Spot”), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.”* Asimismo, define entre sus funciones *“garantizar la transparencia en los procedimientos y la eficiencia en la formación de precios en todas las operaciones de corto, mediano y largo plazo que concurren en el ámbito del MEG”*.
22. A su vez, en el art. 11 inciso h) establece que el MEGSA podrá habilitar, previa consulta al ENARGAS, distintas alternativas de contratación de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), en las cuales podrán participar las Licenciatarias del servicio de distribución, para adquirir el gas natural necesario para abastecer la demanda de los usuarios a los que debe proveerle gas y cuyos precios de compra posteriormente se trasladarán, sin más trámite, a la tarifa final de los mismos, dado que se verifican los presupuestos establecidos en el Artículo 38 Inciso c) de la Ley N° 24.076.
23. Por último, el Decreto No. 1.053/2018, determinó a través del Artículo 8° que a partir del 1° de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.



### III. Análisis de los derechos y obligaciones de los actores del mercado del gas natural

24. Conforme a su marco regulatorio, el mercado mayorista de gas natural debe estructurarse como un mercado competitivo bajo principios de libre contratación entre partes. Los productores, comercializadores y distribuidores tienen derecho a estructurar sus transacciones y contratos bajo los mecanismos de mercado que consideren apropiados.
25. En los términos de la estructuración tarifaria, hay un derecho primario de las Licenciatarias de Distribución a recuperar el costo de adquisición de gas natural para sus servicios. La Distribuidora compra gas para sus clientes y debe recuperar los costos, entre ellos el precio del gas natural que adquiere.
26. Este derecho de la Distribuidora tiene limitaciones, cuya aplicación es responsabilidad del ENARGAS, quien deberá verificar la adecuación de los precios pactados a los principios del marco regulatorio y, en su caso, limitar el *passthrough* de precios a tarifas si se verifica y justifica que tales precios no son justos y razonables. Es el ENARGAS quien tiene la carga de justificar tales decisiones. Esta responsabilidad de control y limitación del *passthrough* comprende facultades discrecionales de ENARGAS, y para su ejercicio la norma excluye explícitamente la aplicación de un criterio automático de menor costo.
27. Para ello, se deben tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares. A su vez, el ENARGAS debe también verificar que los precios sean compatibles con la seguridad de abastecimiento. En este punto es importante destacar que parte de la seguridad de abastecimiento está vinculada con la señal de precios para el inversor en la exploración y explotación de gas natural. El establecimiento de mercados mayoristas competitivos, según fue descrito anteriormente, es uno de los principales componentes que permiten garantizar la seguridad de abastecimiento a través de señales de precios claras a la inversión, en el documento “Energy Security and Competition Policy” (2007) la OECD destaca justamente este punto cuando dice (página 7) que hay múltiples ejemplos que demuestran que los mercados competitivos bien establecidos pueden exitosamente prevenir que las interrupciones de abastecimiento de corto plazo deriven en interrupciones forzadas del servicio. Las respuestas de la demanda [y oferta] a señales de precios han sido robustas en una variedad de circunstancias. Y por ello, en caso de que la Autoridad Regulatoria defina intervenir limitando los precios libremente pactados, deberá realizar un análisis profundo que incluya una evaluación de los potenciales efectos sobre la inversión necesaria para mantener la seguridad de abastecimiento.
28. Como contrapartida de los deberes de los actores del mercado y de la autoridad regulatoria mencionados precedentemente, el ENARGAS no tendría la facultad de desestimar precios pactados entre las partes, como lo establece el marco regulatorio, sin evidenciar fundamentos válidos que justifiquen dicho *passthrough* parcial de los contratos.

## IV. Concurso de precios para gas natural firme para Licenciatarias de Distribución

29. El mercado de gas natural se ha visto afectado desde el año 2002 por la emergencia económica que afectó al país y por las políticas públicas implementadas en materia energética desde el año 2003 al 2015, que privilegiaron el subsidio a la demanda y dispusieron precios por debajo del costo del suministro de energía, a costas del desarrollo de un mercado eficiente terminando con niveles de gasto y déficit del sector público insostenibles bajo un doble esquema de subsidio a la demanda y también a la oferta, para morigerar el impacto sobre la inversión. A principios de 2016 se comenzó a transitar un camino gradual y progresivo de reducción de subsidios y normalización del mercado con el objetivo de retornar a la aplicación plena de los marcos regulatorios.

### IV.1 Período de transición

30. La Ley 17.319 establece como objetivo principal en su artículo 3<sup>er</sup> satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, y la Ley 24.076 tiene como objetivos en su artículo 2<sup>do</sup>, entre otros, proteger adecuadamente los derechos de los consumidores y promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo. En este marco ambas leyes se complementan y requieren que se desarrollen políticas públicas que tengan en cuenta en primer lugar los intereses de los consumidores, que tiene como objeto central el acceso a la energía a un costo competitivo compatible con la seguridad de abastecimiento. Son principios que privilegian la sustentabilidad del sistema en el largo plazo.
31. Los principios del marco regulatorio del gas natural establecidos en la Ley 24.076 establecen que los precios mayoristas del gas natural deben surgir de la libre interacción entre la oferta y la demanda. Estos principios, establecidos en 1992, siguen la experiencia internacional en cuanto a la organización más eficiente del mercado mayorista del gas natural. De hecho, desde aquel momento, los mercados más desarrollados de gas natural han profundizado el camino de desregulación y liberación confirmando que la producción y comercialización de gas natural (incluyendo exportaciones e importaciones) se estructuran de una manera más eficiente y compatible con la seguridad de abastecimiento a través de mercados con señales de precios bien establecidas. Como dijimos anteriormente algunos ejemplos de mercados competitivos de gas natural en la actualidad son los Estados Unidos de América (la mayoría de sus mercados regionales), el Reino Unido, Alemania, y Australia.
32. Sin perjuicio de ello, los mercados de energía son dinámicos, complejos y sujetos a externalidades con lo cual es importante que en su diseño se contemplen estas características y se sume la experiencia internacional. Ello excede los fines de este documento, pero es importante destacar como objetivo el desarrollo de mercados modernos y competitivos de gas natural que den las señales adecuadas para el desarrollo de la oferta y la seguridad de

abastecimiento, al tiempo que aseguran un precio competitivo para los consumidores. La complejidad y dinámica del sistema de gas natural está basada por un lado en su estructura de red interconectada, diversidad geográfica, multiplicidad de orígenes de la oferta; así como la diversidad de la demanda en términos de utilización del gas natural, posibles sustitutos y facilidad de sustitución, y la variabilidad estacional y diaria de la demanda. La base para un diseño eficiente ya se encuentra establecida en el marco regulatorio vigente, sin que ello impida pensar que se deberán modernizar algunos aspectos de la reglamentación una vez normalizado el mercado.

33. El documento de contexto presentado por la SGE menciona que el mercado ha pasado de un escenario de escasez a uno de excedentes estivales y que como consecuencia de ello el precio ha bajado, resultando en un beneficio, en principio, para los usuarios. Creemos, sin embargo, que para una plena comprensión del proceso de normalización que estamos transitando es necesario tener en cuenta diversas aristas, a fin de evitar interpretaciones que lleven a simplificaciones potencialmente perjudiciales. En primer lugar, es necesario verificar que estos resultados puedan mantenerse en el tiempo y que los precios que en teoría han bajado no se deban a cuestiones puntuales, por ejemplo, ligadas al formato de contratación (firme vs. interrumpible), época del año, o en qué medida están influidos por los incentivos de la Res. MINEM 46/2017. El excedente de gas verificado es estacional y no se espera que exista en el invierno, por otra parte es incierto que se pueda mantener en el tiempo si se reducen las inversiones de recursos del tipo tight y shale gas, de más rápida declinación que el gas convencional, como consecuencia de los precios observados del gas natural local y los límites presupuestarios que puedan afectar las políticas de estímulo a la producción de gas no convencional establecidos por la citada resolución.
34. En segundo lugar, los precios bajos no son intrínsecamente buenos. Se debería determinar si estos precios son sostenibles. Un ejemplo del análisis de contexto que creemos necesario es el que se expone en el documento Escenarios Energéticos 2030 elaborado en 2017 por el entonces Ministerio de Energía y Minería. Mas allá de los beneficios de un análisis abarcativo como el allí realizado, en la página 17, refiriéndose a los precios locales de gas natural, dice: *"...los senderos de precios de la demanda, el precio a percibir por los productores está vinculado a los escenarios de producción local de gas. En los escenarios de producción de gas natural, los volúmenes producidos incrementales y la ganancia de productividad inducen a una mayor competencia del gas contra el gas, es decir menos meses en los cuales se requiere la importación de GNL, disminuyendo los precios a medida que se dispone de mayor oferta y el costo de desarrollo a medida que se avanza en la curva de aprendizaje de la explotación no convencional..."*, y *"...dado el precio marginal de invierno, el precio de verano es el precio al que los productores venderían en los meses estivales de forma tal que el ingreso medio anual sea igual al costo de desarrollo..."*. Es decir que el costo de desarrollo del gas natural no convencional guiará los precios medios de gas natural, y la dinámica estacional (invierno/verano) será determinada por este costo de

desarrollo y los precios máximos esperables en invierno por competencia con alternativas de abastecimiento.

35. Sin perjuicio de los principios mencionados precedentemente, es un hecho ineludible que después de años de políticas erráticas que significaron la reducción de la oferta de gas natural y altos costos financiados a través de subsidios, hoy estamos atravesando un camino de transición. La reducción de los costos de producción de gas natural en los últimos tres años asociada a la reducción de subsidios y comienzo de la normalización del mercado en su conjunto, permiten hoy decir que se ha avanzado significativamente en esta transición. La turbulencia económico-financiera del año 2018 tuvo un impacto significativo en este proceso de transición lo cual requerirá continuar con ciertas medidas transitorias hasta tanto se logre la normalización plena del mercado.
36. El final del periodo de transición puede marcarse cuando podamos retornar plenamente a los principios del marco regulatorio establecidos precedentemente, en particular la determinación de los precios de gas natural a través de la libre interacción entre la oferta y la demanda. Los precios medios anuales recibidos por los productores locales en 2018 fueron de aproximadamente 4.2 USD/MMBTU, y los precios pagados por la demanda en este mismo periodo fueron de 3.4 USD/MMBTU, considerando los subsidios a la región patagónica en distribución de gas natural y los subsidios a la demanda eléctrica dado que el precio estacional solo cubre el 55% del costo real de generación.

Hacia finales de 2017 se podía inferir que el periodo de transición terminaría hacia finales de 2019, basado en la voluntad de normalizar el mercado de generación eléctrica en enero de 2019 y establecer un acuerdo de transición para las ventas a distribuidoras de gas natural que finalizase en diciembre de 2019. En ese sentido en noviembre 2017 se firmó el acuerdo de "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes", entre los productores y las distribuidoras de Gas Natural, y también Integración Energética Argentina (IEASA, la Ex ENARSA) para asegurar un correcto suministro de la demanda prioritaria. Allí se establecieron precios máximos para el gas natural pagado por la demanda prioritaria para lograr la convergencia de los valores locales a los de los mercados internacionales de manera gradual y previsible, y reducir la compra de gas importado, pero sin afectar de ninguna manera la libertad de pactar precios inferiores en caso de que así lo decidieran las partes, circunstancia que podía facilitarse si la competencia gas con gas se acelerara debido a la reducción de costos y efectividad de los programas de incentivos. Facilitados por este acuerdo, en línea con la liberación del mercado de gas y con el fin de la vigencia de la Ley 25.561 de Emergencia Pública (verificada el 31/12/17), y como parte del proceso de transición al que nos referíamos más arriba, los productores (incluida IEASA) y las distribuidoras de Gas Natural firmaron contratos de compraventa de gas natural, y desde el 1º de enero de 2018, los precios fueron determinados por acuerdos entre las partes.

La implementación de este proceso se vio afectada por la turbulencia económico-financiera que por un lado derivó en la terminación anticipada de un número de contratos firmados en el

marco del acuerdo arriba mencionado y por otro lado prolongó el proceso de normalización del mercado de generación eléctrica.

37. Creemos que es necesario recalibrar este camino de transición y entendemos que esta convocatoria a subastas de gas natural para Licenciatarias de Distribución de gas natural debe enmarcarse en ese contexto y analizarse como una medida de transición hasta la normalización del sistema de gas natural basado en los principios establecidos en el marco regulatorio vigente.
38. En ese sentido este documento busca evaluar, como propone la SGE, nuevos mecanismos transitorios para el abastecimiento de gas por parte de las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes. Debiendo claramente identificarlos como parte del proceso de transición para continuar reduciendo los subsidios destinados a incentivar la producción de gas local y la compra de gas importado y transparentar los precios pagados por la demanda.
39. Consideraciones para diseñar un mecanismo adecuado de transición al libre mercado:
  - a. El doble objetivo del proceso de transición debería ser facilitar la contractualización de los volúmenes de gas para licenciatarias de distribución, y generar señales de precio claras tanto para productores como para los compradores, incluyendo a las Licenciatarias de Distribución y a través de ellas a los consumidores.
  - b. El mecanismo debería, dentro de lo posible, incentivar a los actores a participar a través de una estructura que refleje las realidades del mercado, tanto en el diseño del mecanismo como en el diseño de los productos. Por ejemplo, la bilateralidad de las relaciones contractuales, la estacionalidad de la demanda, la variabilidad diaria de la demanda, la variación de precios estacional, los riesgos comerciales, etc.
  - c. Minimizar la variedad de productos para maximizar la liquidez en cada uno de ellos y obtener señales de precios claras para los diferentes productos. En este sentido, por ejemplo, creemos mejor separar los productos escalonados en sus partes componentes que incluir tanto los productos escalonados como sus partes componentes. De esta manera se obtendrán mejores señales de precios para los distintos productos. En principio un producto escalonado será ofertado al promedio de sus componentes estimado por el oferente, mientras que de separarse el resultado de cada componente será el que surja de la competencia por ese producto y no de las estimaciones. Adicionalmente, un producto escalonado fija las relaciones de volúmenes entre períodos, lo cual puede no ajustarse a las necesidades de un oferente, reduciendo la liquidez de este producto, mientras que en los productos separados la liquidez de cada uno responderá a la oferta genuina de ese producto, y será una señal adicional a los participantes.
  - d. El proceso de validación de los contratos resultantes por parte del ENARGAS debe ser claro y se debe evitar crear riesgos de descalce entre los compromisos generados para las partes. También deberá ser claro el proceso de validación para los contratos vigentes (previos a la aplicación del mecanismo de subasta) y aquellos que puedan surgir por

mecanismos alternativos al aquí analizado como por ejemplo una negociación directa o licitación privada de una Licenciataria de Distribución.

## IV.2 Subastas en general

40. La literatura muestra que el diseño de mercados (incluidas las subastas como mecanismo), sobre todo su estructura de detalle, es determinante en su éxito, y existen muchas situaciones en las cuales no necesariamente se logran los objetivos. Para ello podemos citar a Alvin Roth, Premio Nobel de Economía, en su libro "The Handbook of Experimental Economics (1995)", y sus 'papers' sobre diseño de mercados de 2002, 2008 y 2010. En Roth 2002, explica que el diseño de mercado debe lidiar con los detalles de la estructura, no solo con solamente la característica principal. En este caso podríamos decir que el hecho de diseñar un mecanismo de subasta sería la característica principal, y ello lamentablemente no es necesariamente garantía de procesos transparentes, abiertos y competitivos que permitan obtener las mejores condiciones y precios, sobre todo cuando consideramos el desarrollo en el tiempo de un mercado eficiente y competitivo.
41. Si bien el mecanismo de subastas es una herramienta que podría facilitar una transición hacia mercados competitivos y eficientes, proponer su utilización de manera permanente pensamos podría no resultar beneficiosa para su desarrollo y consolidación.
42. Los mercados de gas natural competitivos a nivel internacional, como fueron mencionados en las secciones anteriores, no operan bajo mecanismo de subastas, sino que se han desarrollado a través de mercados bilaterales transaccionales. Como ejemplo podemos citar al Reino Unido donde las transacciones se realizan principalmente a través del mercado OTC (mercado bilateral intermediado electrónicamente), y la plataforma del Intercontinental Exchange (ICE), ninguna de las cuales opera bajo mecanismos de subasta. El índice de rotación mensual (volumen total transaccionado para un mes de entrega en las plataformas dividido la demanda efectiva de ese mes de entrega) oscila entre 15 y 30.

## IV.3 Análisis de la propuesta en particular

43. El propósito de esta sección es analizar algunas características de la propuesta de la SGE contenida en las condiciones generales y el modelo de oferta. El análisis presentado es previsiblemente limitado debido al tiempo disponible, por lo cual no debe ser considerado un análisis exhaustivo de la propuesta ni de cada punto en particular sino una exposición de argumentos principales para guiar una discusión.
44. **Periodo de aplicación del mecanismo de subasta:** Un primer punto ya resaltado anteriormente es que el mecanismo propuesto parecería proponerse como permanente. En primer lugar, ello puede resultar contrario al objetivo de lograr incentivar a las partes a participar y generar señales de precio claras. Si los participantes entienden que aceptar este mecanismo significará aceptar un esquema permanente estarán más dispuestos a buscar alternativas a su participación, ya que difícilmente se podrá lograr el consenso necesario para un mecanismo

permanente en el corto tiempo previsto para análisis y discusión de la propuesta. En segundo lugar, como mecanismo permanente para estructurar el mercado mayorista de gas natural, los procesos de subastas de este tipo no se ajustan a la experiencia internacional de mercados competitivos como hemos indicado en varios puntos anteriores. Desarrollar en detalle un modelo alternativo de estructura de mercado excede los propósitos de este documento y no sería posible en el corto plazo disponible, sin embargo, podemos decir que los mercados mayoristas de energía, en particular de gas natural, han migrado hacia mercados transaccionales de productos firmes estandarizados y pequeños tanto en volumen como en plazo que se adaptan mejor a la dinámica de la industria y proveen mejores señales de precios para el consumo y la inversión, como hemos mencionado para el Reino Unido en secciones anteriores.

45. **Utilización de MEGSA:** En el mismo sentido de transitoriedad, la potencial voluntad de permanencia del mecanismo de subastas parecería definir la permanencia de MEGSA como vehículo eventualmente exclusivo. Si bien resulta práctico utilizar a MEGSA en el corto plazo por ser un vehículo ya instalado y a quién la regulación hoy le otorga una cierta exclusividad para las transacciones spot, la historia demuestra que, por las características de MEGSA, es una plataforma que no se ajusta a las necesidades del mercado, dado que la misma aun estando disponible no ha sido utilizada por la industria hasta el año 2018 cuando comenzaron a ejecutarse algunas transacciones ocasionales (en esta afirmación excluimos las licitaciones de CAMMESA o GNC que estaban basadas en la obligatoriedad de utilizar esta plataforma). La competencia entre distintas plataformas para prestar el servicio de brokerage y/o clearing al mercado permitirá la selección de las modalidades más adecuadas para el mercado, una reducción de los costos de transacción, y asegurará la innovación, incentivos que no existen al fijar una plataforma exclusiva.
46. Creemos que dentro del proceso de normalización del mercado de gas natural será necesario evaluar la conveniencia de la exclusividad a favor de MEGSA para las transacciones spot; sin embargo, entendemos que la subasta propuesta no está estructurada sobre la base de esa exclusividad sino de una decisión de utilizar una plataforma existente y disponible, con los beneficios de practicidad y celeridad que ello implica. Por ende, MEGSA puede constituir un sistema de contratación de gas natural alternativo y optativo para las firmas Distribuidoras.
47. **Lecciones de la subasta de CAMMESA del 27 de diciembre de 2018:**  
El documento de contexto indica una lectura positiva de la subasta de CAMMESA del 27 de diciembre de 2018 que creemos es incompleta. Si bien es un resultado positivo que se haya logrado convocar volúmenes importantes de gas natural y que se hayan logrado precios menores que los ofertados anteriormente, la subasta no ha estado exenta de distorsiones por lo cual el análisis debe complementarse con una evaluación de los motivos de estos resultados y las lecciones que pueden obtenerse para la estructuración de futuras rondas. Sin pretender extendernos en ese análisis en este documento, podemos decir que, en la práctica, la disminución, por el momento potencial, de precios de gas en boca de pozo para generación



eléctrica surgió del hecho que se estaba licitando volumen interrumpible sin obligación alguna de entrega y precio establecido a través de un porcentaje de una curva anual fija de precios mensuales. Ello derivó en dos conductas que marcaron los resultados: (i) precios mínimos para asegurar un piso de precio de venta de verano, y (ii) la participación de comercializadores que tomaron posiciones en la prioridad de suministro a CAMMESA estimando que podrán luego llenar esas posiciones ofreciéndolas en el mercado sin ningún riesgo en caso de no poder hacerlo.

48. **Competencia entre los productos propuestos y transparencia de la señal de precios:** La estacionalidad natural de la demanda de las distribuidoras requiere que las mismas compren distintos volúmenes para cada mes del año, y ello debe ser tenido en cuenta al momento de diseñar el mecanismo transitorio de compra. La forma en la cual se deconstruya la curva de demanda en bloques a contractualizar tendrá una influencia significativa en las señales de precios que se generen. Debido a la estacionalidad de la demanda, es importante que las señales de precios muestren el valor del gas en cada periodo, desde los valles de abril y octubre hasta los picos de junio, julio y agosto. Para ello lo más conveniente sería establecer bloques mensuales y obtener una señal de precios para cada mes del año, lo cual permitirá tanto a la oferta como a la demanda saber cuál es el valor del gas en cada momento y tomar decisiones de consumo e inversión.

Sin perjuicio de ello, entendemos que en el interés de simplificar el proceso pueden agruparse conjuntos de meses ('strips' en la jerga) a los efectos de reducir el número de contratos y de ofertas a presentar. Pero el armado de dichos conjuntos debería minimizar el impacto en la transparencia de las señales de precios. En ese sentido, como ya dijimos anteriormente, creemos que particularmente los productos escalonados son contraproducentes al generar señales de precios menos claras y reducir la liquidez de los productos individuales que generan mejores señales de precios.

49. **Plazo de los productos ofrecidos:** Como ya mencionamos, el mercado de gas natural se encuentra en un periodo de transición hacia la recuperación de la aplicación plena del marco regulatorio. Rigidizar el mercado a través de una contractualización de mediano plazo en estas circunstancias genera importantes riesgos, por un lado por la falta de experiencia de los actores ya que las relaciones contractuales han sufrido diversas intervenciones en los últimos 15 años, por otro lado el de dejar precios fijos en un mercado que está evolucionando por la reducción de costos de desarrollo del gas no convencional, pero también debido a la incertidumbre de la demanda que podría generar señales de precios rígidas con impacto en la inversión y en la disponibilidad futura de gas natural para otros segmentos. Debido a ello creemos que es mejor limitar el horizonte de demanda a ser contractualizada a 12 meses como máximo (o preferentemente dos periodos estacionales invierno 2019 y verano 2019-2020), conservando la posibilidad de repetir este mecanismo de verificarse en los próximos 12 meses que el mercado continúa necesitando un mecanismo transitorio.

50. **Riesgo tipo de cambio:** La energía, así como los commodities agropecuarios, se transaccionan en dólares. Son bienes que por las características de las inversiones o su transabilidad en el mercado internacional difícilmente prosperen de no reconocerse esta realidad. En el caso de los commodities agropecuarios el precio se expresa en pesos en los mercados locales, pero son precios diarios que evolucionan cotidianamente con el tipo de cambio. En el caso de la energía, de implementarse un esquema similar es posible que tengan un comportamiento similar, pero al buscar fijar precios a plazos más largos resulta necesario reconocer el vínculo con su moneda natural de transacción. En ese sentido, y nuevamente reconociendo que estamos en un periodo de transición, debe compatibilizarse el proceso con lo dispuesto por el Decreto 1053/2018, sin embargo, la normalización del mercado deberá incluir una evaluación profunda del impacto que sostener esta medida tendrá en el mercado. En particular es esperable que el costo de desarrollo del gas natural en Argentina se incremente para absorber el seguro de cambio o la internalización de ese riesgo por parte de los oferentes. En el corto plazo, debido a la dinámica de inversión de la industria, difícilmente sea evidente que los productores podrán trasladar el riesgo o el costo del seguro de cambio a sus clientes, reduciéndose entonces el precio neto percibido lo cual tendrá un impacto en las decisiones futuras de inversión.
51. **Especificaciones sobre el tipo de subasta y estructuración de las "rondas sucesivas":**  
El documento se refiere que el concurso de precios o subasta contará de una secuencia sucesiva de rondas de negociación que toman la forma de subastas inversas. Esto no se ve reflejado en los documentos de condiciones generales o modelo de oferta. No queda claro entonces como impactan las rondas sucesivas ni la modalidad de subastas inversas, ya que el documento de condiciones generales parecería definir una ronda por producto/cuenca sin definir la secuencia, y no define el mecanismo de cierre de precios de cada ronda ('pay-as-bid', 'closing-price', etc), ni la posibilidad de oferta única u ofertas múltiples dentro de una ventana de tiempo.
52. **Especificaciones sobre el mecanismo de *passthrough* al implementarse la subasta:** Existen dos consultas paralelas, por un lado, de la SGE respecto del mecanismo de subasta, y por otro lado del ENARGAS respecto del mecanismo de *passthrough* y DDAs. Entendemos que debería clarificarse dentro del mecanismo de subastas la vinculación entre ambas consultas, ya que es un factor determinante de la subasta cuándo y cómo se vuelven vinculantes los contratos derivados de la participación en el proceso. En ese sentido, creemos que deben reducirse los riesgos de desacople y en particular deberían existir cláusulas de terminación en caso de que su traslado a tarifas no ocurra.
- Entendemos que, para la previsibilidad del proceso, resulta conveniente aclarar si el traslado a tarifas de los precios resultantes de las subastas será objeto de tratamiento en Audiencias Públicas.

53. **Plazo de pago en los Modelos de Oferta:** la SGE establece en el Modelo de Oferta dos artículos referidos al plazo de pago, por un lado el artículo 14 establece el vencimiento de las facturas a 30 días de finalizado el mes de entrega debiendo presentarse facturas dentro de los primeros cinco (5) días del mes posterior al mes de entrega; y por otro lado el artículo 15 establece que la obligación de pago por parte del comprador es a treinta (30) días de recepción de facturas.

*"Dentro de los primeros cinco (5) días de cada Mes el Vendedor entregará al Comprador [...] facturas por [el] Gas Natural entregado en el Punto de Entrega durante el Mes inmediato anterior.*

*El vencimiento de las facturas se producirá el día treinta (30) del mes calendario siguiente al Mes en que se hubiere entregado el Gas Natural que se factura [...]"*

*"[...]. El plazo de pago del gas natural entregado será de treinta (30) días de la fecha de recepción de la factura."*

Deberían compatibilizarse estos artículos, idealmente dejando un solo artículo donde se establezcan los deberes y obligaciones de facturación y pago entre las partes.

Sin perjuicio de ello, y entendiendo que es particularmente importante la definición del plazo de pago en vistas de la aplicación del Decreto 1053/2018 y de la normalización de los plazos de pago en la cadena contractual del gas natural, debe tenerse en cuenta el impacto de esta modificación en los flujos de caja de las Licenciatarias de Distribución cuyas tarifas por el servicio de distribución fueron fijadas durante el Proceso de Renegociación y Revisión Tarifaria Integral llevado adelante durante 2017 ("RTI").

En ese sentido entendemos que debe analizarse en primer lugar la estructura financiera utilizada durante el proceso de RTI, el impacto derivado de la promulgación del Decreto 1053/2018 que reduce la exposición financiera de las Licenciatarias tanto respecto de DDAs anteriores a Abril de 2019 como de los financiamientos futuros de DDAs surgidas de potenciales variaciones del tipo de cambio, así como el impacto derivado de la modificación, de existir, del plazo de pago del gas natural establecido en el presente mecanismo transitorio de contratación.

#### **IV.4 Recomendaciones para la estructuración de un mecanismo de transición**

54. **Modalidad:** subasta electrónica equivalente a subasta a sobre cerrado asignando todos los volúmenes alocados mediante la subasta al precio de la última oferta asignada.
55. **Mercados:** se realizarán subastas para cada cuenca donde exista demanda por parte de las Licenciatarias. En el caso de la cuenca neuquina, se aceptarán ofertas indicando el sistema de transporte de entrega incluyendo la posibilidad de ofertas válidas para ambos sistemas. El mecanismo de asignación en este último caso tendrá como objetivo minimizar el costo total del gas asignado de cuenca neuquina en ambos sistemas, pudiendo determinarse precios diferentes para cada uno de ellos de ser necesario.

56. **Modelo de contrato:** se utilizará un solo modelo de contrato en base al modelo de oferta presentado en consulta con las modificaciones que surjan de las respuestas. Los contratos tendrán una sola cantidad máxima diaria constante en todos los meses contenidos dentro del producto que se defina. Por lo tanto, la única diferenciación entre los mismos será los meses de validez, y la cuenca de origen (incluyendo sistema de transporte de corresponder).
57. **Demanda:** será un mínimo del 50% de la demanda esperada no contratada de cada Licenciataria en cada cuenca, pudiendo las Licenciatarias solicitar la inclusión de hasta el 100% de la demanda esperada no contratada. La demanda no contratada deberá ser informada y separada en los productos a subastarse por las Licenciatarias de Distribución previamente al inicio de las rondas.
58. **Productos:** se definirán en base a los meses incluidos en cada uno y serán:
  - a. Período Anual: meses de abril 2019 a marzo 2020 (ambos incluidos)
  - b. Período de Invierno: meses de mayo 2019 a septiembre 2019 (ambos incluidos)
  - c. Pico Invernal: meses de junio 2019 a agosto 2019 (ambos incluidos)
59. **Participación de IEASA:** IEASA participará ofertando: (i) los volúmenes disponibles de importación de Bolivia para el Período Anual al costo estimado de importación de gas de Bolivia incluyendo el costo de traslado del mismo a las cuencas, (ii) los volúmenes disponibles, una vez descontados los asignados en (i), de importación de Bolivia para el Período de Invierno y los volúmenes disponibles a través de GNL Escobar para el Pico Invernal, en ambos productos (Período de Invierno y Pico Invernal) al costo de importación de GNL Escobar incluyendo el costo de regasificación promedio anual ponderado por volumen.
60. **Cuencas:** Noroeste, Neuquina, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego
61. **Rondas:** en función de los productos y cuencas habrá 15 rondas en total
62. **Ordenamiento:** El ordenamiento de las rondas será primero por cuenca siguiendo el orden descripto abajo, y dentro de cada cuenca en primer lugar el Período Anual, luego el Período de Invierno, y luego el Pico Invernal.
  - a. Neuquina
  - b. Tierra del Fuego
  - c. Santa Cruz
  - d. Chubut
  - e. Noroeste

**63. Precios Máximos (PMAx):**

- a. Una vez realizadas las rondas para la cuenca neuquina, se calculará un precio máximo que será de aplicación a todas las rondas siguientes, el cual será definido de la siguiente manera:
- b.  $PMAx(\text{producto } a, \text{ cuenca } b) = \{ [\text{precio promedio ponderado por volumen de cuenca neuquina por sistema de transporte para el producto } a] + [\text{transporte NQN-BA (a ser definido como valor fijo previo a la realización de las rondas)}] - [\text{transporte cuenca } b - \text{BA (a ser definido como valor fijo previo a la realización de las rondas)}] \} \times F$  (siendo F un factor mayor a 1 a determinarse por parte de la SGE)
- c. Las ofertas que superen el precio máximo serán descartadas.

**64. Demanda Insatisfecha:**

- a. En caso de que para un producto no exista oferta suficiente para cubrir la demanda debido a la aplicación del precio máximo, para ese producto se definirá como precio el precio máximo independientemente del precio de la última oferta asignada.
- b. De existir ofertas de IEASA para cubrir la demanda insatisfecha, no asignadas por precio, las mismas serán asignadas a dicha demanda insatisfecha al precio máximo.

## V. Traslado de costos de adquisición de gas natural a tarifas

65. El marco regulatorio del gas natural, como fue descripto en la primera sección de este documento, está basado en el desarrollo de un mercado libre y competitivo de gas natural, sujetando a un control regulatorio el proceso de traslado a tarifas del costo de adquisición de gas natural. El Decreto 1411/1994 reafirma este principio, y particularmente establece como *"deber irrenunciable del Estado asegurar y propiciar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores"*. Con el objeto de proteger a los consumidores, la Ley 24.076 en su artículo 2<sup>do</sup> le impone al ENARGAS el deber de velar sobre el funcionamiento del mercado. Creemos que, para un funcionamiento adecuado del mercado, es de vital importancia que exista claridad respecto de los mecanismos que utilizará el ENARGAS para cumplir con su deber de promover la competencia y proteger los derechos de los consumidores en el proceso de traslado a tarifas del gas natural, y en ese sentido creemos que esta consulta pública es un paso significativo en el dialogo para establecer esos mecanismos.
66. Siguiendo lo dicho en las secciones anteriores de este documento, creemos que estamos en un periodo de transición hacia la plena vigencia de los marcos regulatorios, y como tal es posible que se necesiten mecanismos transitorios para el traslado de los costos de adquisición de gas natural a tarifas.

### V.1 Metodología de traslado de precios de gas a tarifas

#### V.1.1 Criterio de aprobación de costos de adquisición

67. La metodología de *passthrough* puesta a consulta pública por ENARGAS indica que *"se considerará, en principio, satisfecho el cumplimiento de la certificación requerida por el Decreto N° 1411/94, en el marco de la adecuada evaluación que debe realizar este Organismo de los contratos de adquisición de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provienen de subastas públicas realizadas en el ámbito del MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS S.A. (MEGSA), en tanto las mismas cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del Decreto N° 1053/18."*
68. Si bien entendemos que puede establecerse un principio simplificado como el propuesto en el marco del periodo de transición descripto, creemos que ello no resultaría adecuado, ni ajustado al marco regulatorio, si fuera establecido como mecanismo permanente y exclusivo de control regulatorio del traslado a tarifas del costo de adquisición de gas natural.
69. En particular respecto del ajuste al marco regulatorio, el Decreto 1738/92 establece que ENARGAS no utilizará un criterio automático de menor costo para limitar el *passthrough*, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares; y establece que en ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se deberán presumir justos y razonables. En el mismo sentido, el

Decreto 1411/94 requiere que el ENARGAS certifique que las operaciones de compra de gas natural realizadas por las Distribuidoras se han concretado a través de procesos que resultan transparentes, abiertos y competitivos.

70. Entendemos que luego de quince años de precios intervenidos en el mercado de gas natural, el estándar requerido es de difícil aplicación y por ello puede justificarse la utilización de mecanismo transitorios como las transacciones en MEGSA. Sin embargo, es necesario que el ENARGAS genere los mecanismos y equipos necesarios para una supervisión efectiva del estado de situación del mercado de gas natural y desarrolle un criterio de evaluación de los precios que se pacten libremente en el mercado que respete el derecho de los productores a comercializar su gas natural, el derecho de las Licenciatarias a recuperar los costos y el derecho de los consumidores a asegurarse el traslado a tarifas del mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento. En un mercado como el del gas natural, sujeto a una variabilidad estacional y diaria en la demanda y la oferta, ese análisis deberá incluir la consideración de esas características, permitiendo precios diferentes para productos diferentes adquiridos en distintos momentos, a distintos plazos y a través de distintos canales. A su vez, a los efectos de permitir el desarrollo del mercado, es vital que el control regulatorio sea al momento de la transacción y una vez evaluado un contrato como aceptable para traslado a tarifa no sea objetado más adelante al variar las condiciones del mercado. Un ejemplo de un análisis de este tipo fue el realizado en los documentos de soporte de las audiencias públicas de gas natural en 2016 y 2017 por parte del entonces Ministerio de Energía y Minería. Más allá de la validez de ese análisis hoy, creemos que una exposición de principios y criterios en ese sentido permitiría mayor claridad respecto de la evolución de los precios en el mercado de gas natural.
71. Respecto de la utilización de MEGSA o el mecanismo de subasta, dichos elementos fueron tratados en las secciones anteriores. Sin perjuicio de ello, es importante volver a destacar, como fue explicado anteriormente, que ni la utilización de subastas, ni la utilización de MEGSA, son garantía de transparencia y competencia. Por lo tanto, creemos que debería analizarse en profundidad en qué condiciones estos elementos son apropiados para asegurar la competencia necesaria.
72. En particular, el hecho de que toda la demanda es subastada en un mismo momento, en un mercado de muy baja liquidez, genera grandes incertidumbres e incentivos a comportamientos estratégicos. Estos comportamientos no necesariamente resultaran en mayores precios en la subasta, sino que como fue demostrado en la subasta de CAMMESA, pueden resultar en precios bajos debido al riesgo de "quedar fuera" y tendrán efectos algo más duraderos sobre los incentivos a la inversión. Ello es particularmente relevante debido a la obligación de promover un sistema competitivo protegiendo al consumidor, donde los precios deben ser compatibles con la seguridad de abastecimiento. Difícilmente estaremos protegiendo al consumidor al reducir la disponibilidad de gas natural como quedó claramente demostrado después de la crisis económica del 2001, llegando al 2015 con una caída sin precedentes en la producción de petróleo y gas natural, así como subsidios insostenibles y baja calidad de servicio.



73. Adicionalmente, ENARGAS indica *"en virtud de lo dispuesto en la presente Metodología, para el caso de los contratos celebrados por fuera de MEGSA, el ENARGAS verificará que los precios de los contratos se encuentren en torno al promedio ponderado por cuenca que surja de los contratos efectivamente celebrados en el ámbito de dicho mercado"*.
74. Compartimos el criterio de que la participación en subasta puede ser un mecanismo para facilitar la contratación de volúmenes durante el periodo de transición, pero no debe ser un mecanismo exclusivo. Existen hoy contratos ya celebrados y potencialmente ciertos actores preferirán mecanismos bilaterales tanto previo a la subasta como con posterioridad a la misma. Efectivamente, es posible que, en función de los resultados de la subasta, las Licenciatarias deban adquirir volúmenes adicionales que no fueron abastecidos mediante la misma. En ese sentido es ciertamente fundamental que el ENARGAS comunique con claridad los principios que utilizará para evaluar los contratos y autorizar su traslado a las tarifas.
75. Respecto de los principios de evaluación, creemos que la sola comparación de los contratos con el precio promedio de cuenca obtenido mediante un esquema de subastas es una guía insuficiente que puede derivar en una valoración distorsionada de dichos contratos. La multiplicidad de productos propuestos para el esquema de subastas genera inconvenientes al momento de comparar precios promedio de cuenca con productos que pueden tener perfiles diferentes, por ejemplo es esperable que los productos de pico invernal tengan precios superiores a los precios promedio, lo cual no significa que no reflejen precios de mercado pactados competitivamente, lo mismo ocurre para prácticas de precios predatorios por debajo del mercado que pueden resultar en perjuicios para el desarrollo del mercado. Por otra parte, podría darse la situación que una subasta muy competitiva en las circunstancias actuales termine impidiendo la celebración de contratos adicionales aun cuando los mismos reflejen precios de mercado. Nuevamente, entendemos que una evaluación del estado de situación del mercado de gas natural permitirá establecer criterios objetivos para evaluar los contratos que surjan tanto dentro como fuera del esquema transitorio propuesto.

### V.1.2 Tipo de cambio para traslado a tarifas

76. Según indica ENARGAS, *"Para el citado traslado, se utilizará el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior, sin perjuicio de la aplicación de los tipos de cambio contenidos en los contratos, siempre y cuando estos contemplen cotizaciones más bajas."*
77. El Decreto 1053/2018, determinó a través del artículo 8 que a partir del 1º de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Por lo tanto, las Licenciatarias podrían cerrar contratos en USD, explicitando que se factura al tipo de cambio que determine la autoridad de aplicación o que se aplique el mecanismo que ésta determine para cumplir con el decreto.

78. Como explicamos anteriormente, y nuevamente reconociendo que estamos en un periodo de transición donde debe compatibilizarse el proceso con lo dispuesto por el Decreto 1053/2018, creemos que la normalización del mercado deberá incluir una evaluación profunda del impacto que sostener esta medida tendrá en el mercado. En particular es esperable que el costo de desarrollo del gas natural en Argentina se incremente para absorber el seguro de cambio o la internalización de ese riesgo por parte de los oferentes. En el corto plazo, debido a la dinámica de inversión de la industria, difícilmente sea evidente que los productores podrán trasladar el riesgo o el costo del seguro de cambio a sus clientes, reduciéndose entonces el precio neto percibido lo cual tendrá un impacto en las decisiones futuras de inversión.

## V.2 Procedimiento general para el cálculo de diferencias diarias acumuladas

79. ENARGAS indica que el “*volumen de compra mensual de gas a reconocer*” será el resultado de un “*modelo de programación lineal que simula el despacho diario de gas por subzona, minimizando el costo de abastecimiento e incluyendo la minimización del costo por incurrir en penalidades de Take or Pay de los contratos entre cada Distribuidora y sus proveedores.*”
80. La variabilidad diaria de la demanda de gas de las Licenciatarias de Distribución requiere de herramientas para su gestión eficiente. Ante la falta de desarrollo de un mercado líquido y competitivo para ajustar el abastecimiento en *day-ahead* e *intraday*, históricamente las Licenciatarias han recurrido a contratos con diversos niveles de flexibilidad por lo cual habitualmente las mismas tienen más derecho a tomar gas que la demanda real. En ese sentido es relevante que, para proteger a los usuarios que no tienen, por el momento, capacidad de elección de proveedor, el ENARGAS exija que las asignaciones diarias de gas natural que realicen las distribuidoras entre sus proveedores minimicen el costo total de adquisición de gas natural, teniendo en cuenta las flexibilidades e inflexibilidades de los contratos disponibles.
81. La clarificación de la metodología que será utilizada es un paso importante para mejorar la operación transparente del mercado y permitir valorar los distintos productos, particularmente la flexibilidad, adecuadamente. El presente documento no tiene por objetivo analizar el modelo presentado por el ENARGAS, sino analizar las bases conceptuales del procedimiento. Sí entendemos que, dada la complejidad del sistema y la necesidad de herramientas de flexibilidad para el manejo de la variabilidad diaria, es importante que los mecanismos de protección del usuario no terminen generando el efecto contrario, rigidizando las opciones disponibles y aumentando los costos para el usuario final. En ese sentido creemos que incorporar explícitamente costos de la flexibilidad permitiría el desarrollo de productos adecuados para brindar ese servicio.
82. Creemos que el mecanismo propuesto debe tener en cuenta la complejidad del despacho diario de gas natural de las Licenciatarias, y al mismo tiempo la información que se propone usar debe ser adecuada para los fines perseguidos. La facturación de la gran mayoría de los

usuarios de las Licenciatarías se hace en función de una medición bimestral agregada, y por lo tanto en cada mes se está facturando gas natural consumido en meses anteriores. Por otra parte, los datos operativos publicados por el ENARGAS no fueron diseñados para realizar operaciones comerciales y por ello no necesariamente resultarían adecuados para sustentar un modelo diario de balance comercial. Existe una diferencia entre la información que se propone utilizar en el documento adjunto a la consulta (volumen facturado originado en los datos operativos) y la referenciada en el informe descriptivo del modelo (volumen de demanda diaria declarada para el despacho). A ello se suma la flexibilidad otorgada por las bandas de desbalance diario y acumulado en el sistema de transporte que también agregan complejidad a la contabilización de una optimización diaria.

83. Por último, en nuestra opinión la intención de implementar un mecanismo rígido de operación ideal modelada para el cálculo de las DDAs tendría el efecto opuesto al objetivo buscado y agregaría una variable más de incertidumbre para la recuperación de costos por parte de las Licenciatarías, que sería en definitiva perjudicial para los usuarios.