

## EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

### **DECRETO SUPREMO QUE APRUEBA EL REGLAMENTO PARA OPTIMIZAR EL USO DEL GAS NATURAL Y CREACIÓN DEL GESTOR DEL GAS NATURAL**

#### **I. BASE LEGAL**

- 1.1 Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- 1.2 Decreto Supremo N° 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.
- 1.3 Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- 1.4 Decreto Supremo N° 046-2010-EM, que aprueba el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural.
- 1.5 Decreto Supremo N° 039-2018-EM, que suspende la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural hasta el 31 de diciembre de 2019.



#### **II. ANÁLISIS**

##### **RESPECTO A LAS COMPETENCIAS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS PARA EMITIR NORMAS VINCULADAS AL SECTOR HIDROCARBUROS**

- 2.1. El numeral 5.1 del Artículo 5 de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas - MINEM señala, entre otras competencias exclusivas diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y minería.
- 2.2. En esa línea, el numeral 7.1 del Artículo 7 del citado cuerpo normativo establece como función rectora del MINEM, formular, planear, dirigir, coordinar, ejecutar, supervisar y evaluar la Política Nacional y sectorial bajo su competencia aplicable a todos los niveles de gobierno.
- 2.3. El Artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, establece que el MINEM, es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes.
- 2.4. Finalmente, el Artículo 4 del Reglamento de Organización y Funciones del MINEM, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias, establece, entre otras funciones generales del MINEM, dictar la normatividad general de alcance nacional en las materias de su competencia.



##### **RESPECTO A LA PROYECTO DEL REGLAMENTO PARA OPTIMIZAR EL USO DEL GAS NATURAL Y CREACIÓN DEL GESTOR DEL GAS NATURAL**

##### **AL OBJETO DEL REGLAMENTO**

- 2.5. Sobre el particular, es preciso indicar que en nuestro país el mayor yacimiento de Gas Natural es Camisea, el cual representa aproximadamente el 82% de la producción nacional de Gas Natural. Asimismo, este hidrocarburo es transportado por el único gasoducto, operado por la

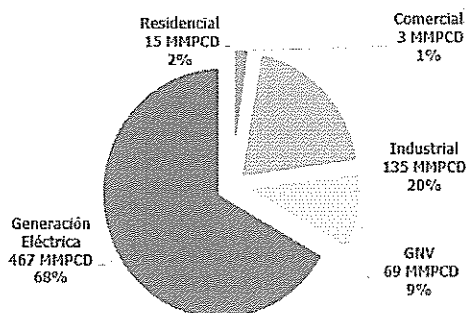


empresa Transportadora de Gas del Perú S.A., cuya traza inicia en Camisea (Cusco) hasta los City Gates. Desde allí, se distribuye a los usuarios en las ciudades.

2.6. Por otro lado, es preciso indicar que en relación al volumen del Gas Natural demandado, existe una diferencia muy marcada de los volúmenes de consumo de Gas Natural entre las empresas termoeléctricas (en adelante, Generadores Eléctricos) y los demás consumidores.

2.7. Así tenemos, que en Lima y Callao el volumen de Gas Natural distribuido al mes de setiembre de 2019 fue de 684 Millones de Pies Cúbicos Diarios - MMPCD, de los cuales el 68% representa el consumo de los Generadores Eléctricos (467 MMPCD), seguido de los clientes industriales (20% de participación – 135 MMPCD), clientes de GNV (9%), clientes residenciales (2%), entre otros (ver **Gráfico 1**).

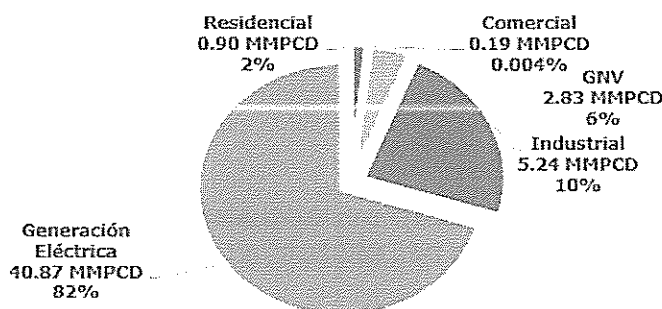
**Gráfico 1: Consumo de Gas Natural según sector económico (Participación %)**



Fuente: Cálidda. Elaboración: DGH-MINEM

2.8. Asimismo, en la región Ica cuya Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos es operada por la empresa Contugas S.A.C., se ha evidenciado que, para el mes de setiembre de 2019, el volumen de Gas Natural distribuido fue de 50.1 MMPCD, de los cuales el 82% corresponden a los Generadores Eléctricos (40.87 MMPCD), el 10% a los clientes industriales (5.24 MMPCD), GNV (6%), residencial (2%), entre otros (ver **Gráfico 2**).

**Gráfico 2: Consumo de Gas Natural según sector económico (Participación %)**



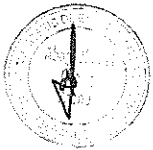
Fuente: Contugas. Elaboración: DGH - MINEM

2.9. En ese sentido, de acuerdo a lo expuesto precedentemente, en promedio el consumo de Gas Natural destinado al mercado de generación eléctrica representa el 75% del total del mercado, siendo este el más importante.

2.10. En ese orden de ideas, corresponde analizar la problemática que viene atravesando el mercado de generación eléctrica. En ese sentido, debemos señalar que los Generadores Eléctricos mantienen en sus contratos de suministro y transporte de Gas Natural, mecanismos de garantía (cláusulas "take or pay" o "ship or pay"), ocasionando que los Generadores Eléctricos asuman el costo del suministro y capacidad de transporte del Gas Natural no utilizado por éstos.



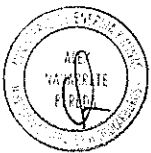
2.11. En tal sentido, con la finalidad de demostrar la problemática descrita, es pertinente mostrar la información contractual y de consumo de Gas Natural destinado a la generación eléctrica. Al respecto, se observa que, durante el año 2019, el volumen de Gas Natural contratado por los Generadores Eléctricos fue de 561.03 MMPCD, mientras que el Gas Natural consumido por los mismos, en las épocas de avenida y estiaje, fue de 299 y 421 MMPC, respectivamente, lo cual evidencia un uso ineficiente del Gas Natural, inclusive en la época de mayor consumo (estiaje) dicho mercado dejó de consumir un volumen de 140.03 MMPCD, conforme se advierte del cuadro que se detalla a continuación.



**Cuadro 1: Resumen del GN 2019 a GE**

Resumen del GN 2019 a GE	MMPCD
Gas Contratado	561.03
Gas Consumido – Avenida	299.00
Gas Consumido - Estiaje	421.00
Gas No Consumido – Avenida	262.03
Gas No Consumido – Estiaje	140.03

Fuente: Carta Pluspetrol PPC-COM-20-0034 de fecha 10.01.20



2. Asimismo, de lo expuesto precedentemente se evidencia que los Generadores Eléctricos tienen contratado y comprometido con los Productores más volumen de Gas Natural que lo necesario, por lo que el sector del Gas Natural estaría afrontado deficiencias tales como la reducción de la productividad de los pozos por la reinyección del Gas Natural contratado y no utilizado, así como la no optimización del Gas Natural, en tanto dicho recurso energético no pueda ser utilizado para otras actividades (rigideces de los mecanismos de garantía) .



2.13. A manera de evidencia se detalla los resultados obtenidos en el Balance de Gas Natural para el año 2019, en donde la producción de Gas Natural alcanzó los 1,299.27 Millones de Pies Cúbicos Diarios - MMPCD, y específicamente la producción del Lote 88 (Lote cuyo recurso es destinado al mercado interno) fue de 682.53 MMPCD, de los cuales 248.94 MMPCD<sup>1</sup> (36% de participación) fueron reinyectados, debido a que no han sido efectivamente consumidos, a pesar que han sido objeto de los contratos suscritos entre los Generadores Eléctricos y el Productor y/o Transportista.

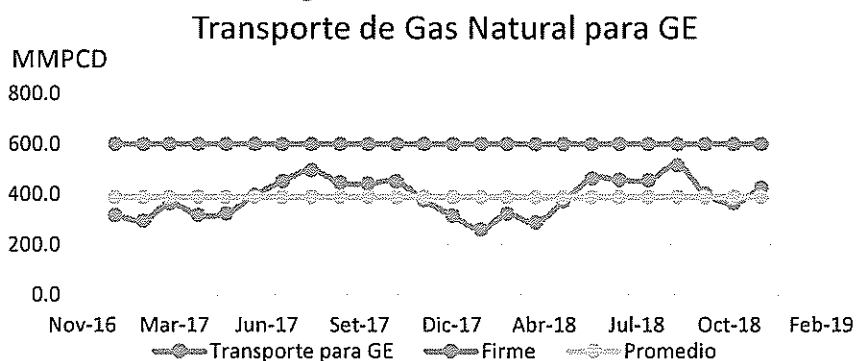


2.14. Complementariamente a lo expuesto, es pertinente tomar en consideración la capacidad de transporte a firme de Gas Natural contratada y utilizada por los Generadores Eléctricos, verificándose que los Generadores Eléctricos mantienen en promedio con el Transportista una capacidad contratada de transporte a firme de Gas Natural de 600 MMPCD, mientras que su uso asciende a 388 MMPCD aproximadamente, quedando una capacidad contratada de transporte de Gas Natural no utilizada de 212 MMPCD (ver **Gráfico 3**).



<sup>1</sup> Balance de Gas Natural a noviembre de 2019. PERUPETRO.

**Gráfico 3: Capacidad de transporte contratada y utilizada de Gas Natural para generación eléctrica**



Fuente: TGP. Elaboración: DGII-MINEM.

- 2.15. En esa línea, si bien los Generadores Eléctricos pueden recuperar volúmenes de Gas Natural pagados y no utilizados a través de los mecanismos establecidos contractualmente y/o pueden recuperar parte de los costos del Gas Natural no utilizado a través de los acuerdos bilaterales en el Mercado Secundario. En ambos casos, no resulta eficiente para el Mercado del Gas Natural en su conjunto.
- 2.16. Asimismo, cabe señalar que el Gas Natural reinyectado acarrea una situación de disminución de la productividad del pozo, la cual podría afectar la recuperación de los volúmenes de Gas Natural, recurso que puede ser utilizado para el desarrollo de actividades operativas de otros consumidores que lo necesiten, generando de esta forma, un uso eficiente del Gas Natural.
- 2.17. Conforme a lo expuesto precedentemente, corresponde establecer disposiciones orientadas a optimizar, promover y articular la expansión y mejor aprovechamiento del Gas Natural en las diversas actividades económicas.
- 2.18. En tal sentido, resulta necesaria la creación de un Gestor del Gas Natural y establecer sus funciones a fin de gestionar las compras y transferencias del suministro y/o capacidad de transporte de Gas Natural que realicen los Generadores Eléctricos, a fin de optimizar el uso de los recursos y el costo del Gas Natural.
- 2.19. Del mismo modo, en adición a la función antes descrita, el Gestor del Gas Natural debe administrar la cantidad de suministro y la capacidad de transporte de Gas Natural que no utilizan los Generadores Eléctricos, así como la demanda de Gas Natural de los Consumidores Demandantes que requieran de dicho hidrocarburo para el desarrollo de sus operaciones.

### DEFINICIONES

- 2.20. El presente artículo tiene como finalidad definir conceptos que serán utilizados en el presente Reglamento, a efectos de dar predictibilidad y claridad al administrado, con el objeto de evitar confusiones con conceptos definidos en otras normas del sector hidrocarburos. Asimismo, es necesario definir conceptos técnicos, que serán de utilidad al momento de ejecutar las funciones del Gestor del Gas Natural.

### ALCANCE

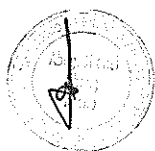
- 2.21. Tal como se expuso en el numeral 2.9 del presente Informe, corresponde establecer el alcance de aplicación del presente Reglamento al mercado del Gas Natural destinado a generación eléctrica toda vez que en promedio dicho consumo representa el 75% del total del mercado

de Gas Natural. Asimismo, a fin de optimizar el uso del Gas Natural excedente, dicho Reglamento también deberá tener como alcance a las operaciones que se realicen en el Mercado Secundario.

### **LAS FUNCIONES DEL GESTOR DE GAS NATURAL**



2.22. El Gestor del Gas Natural a partir de la identificación de la demanda del Gas Natural para generación eléctrica y las estimaciones realizadas por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES determina la Reserva de Gas Natural, a fin de garantizar el uso eficiente y oportuno del suministro de Gas Natural y la disponibilidad de la capacidad de transporte para la generación eléctrica, teniendo en cuenta la demanda real de los Generadores Eléctricos, de tal manera que el Gas Natural que a la fecha no es utilizado y se encuentra sujeto a contratos, sea liberado y utilizado en otras operaciones.



2.23. Asimismo, a fin de materializar y coadyuvar al cumplimiento del objeto del Reglamento, el cual busca optimizar y promover el mejor aprovechamiento del Gas Natural, es necesario que el Gestor del Gas Natural determine el volumen de Gas Natural necesario para el conjunto de Generadores Eléctricos, dicho volumen debe ser considerado para la celebración de los Contratos de Suministro y de Capacidad de Transporte de Gas Natural celebrados entre los Generadores Eléctricos y el Productor/Transportista.



2.24. Con la finalidad de continuar con la optimización de las operaciones que conlleve la compra de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural para la generación eléctrica y considerando la existencia de volúmenes remanentes de Gas Natural contratado y no utilizado, es pertinente que el Gestor del Gas Natural administre el Mercado Secundario, a fin de que mediante subastas a través del MECAP se realicen las transferencias entre Generadores Eléctricos (Consumidores Ofertantes) y otros sectores (Consumidores Demandantes) de dicho remanente.



2.25. Asimismo, cabe señalar que, de acuerdo a la configuración del mercado de Gas Natural peruano, los Generados Eléctricos representan la categoría de mayor consumo y quienes cuentan con excedentes de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural para transferir al Mercado Secundario; en ese sentido, es pertinente que el Gestor del Gas Natural ejerza su representación.



### **PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL COSTO DEL GAS NATURAL**



2.26. Como se ha expuesto en el presente Informe, el desarrollo de las funciones del Gestor del Gas Natural permitirá determinar la demanda real de Gas Natural de la generación eléctrica, autorizando una compra única de Gas Natural a nombre de los Generadores Eléctricos. El volumen de Gas Natural contratado y sujeto a contratos será el efectivamente consumido por los mismos.

2.27. En ese orden de ideas, al tratarse de una compra única de Gas Natural para la generación eléctrica, corresponde que el Gestor del Gas Natural determine el Costo Medio del Gas Natural consumido por el conjunto de Generadores Eléctricos<sup>2</sup>, el cual tendrá en consideración, los costos totales incurridos, tales como montos facturados por el Productor/Transportista en el Mercado Primario, montos facturados producto de las transferencias de suministro y transporte de los Generadores Eléctricos en el Mercado Secundario; así como el volumen de Gas Natural consumido.

<sup>2</sup> Costo Medio es igual al costo total dividido entre la cantidad.

2.28. Cabe señalar que dicho Costo Medio refleja el costo variable del Gas Natural utilizado por el conjunto de Generadores Eléctricos, en tanto su cálculo toma en cuenta el volumen de Gas Natural efectivamente consumido en la operación de cada central térmica, aprovechando eficientemente los recursos, en función a criterios de eficiencia operativa.

2.29. En esa línea, corresponde que el Gestor del Gas Natural defina los procedimientos para el requerimiento de información, cálculo y ajustes necesarios para la determinación del Costo Medio del Gas Natural, según corresponda.

**PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DEMANDA DE SUMINISTRO Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

2.30. Tal como se ha expuesto en el presente Informe, a la fecha los Generadores Eléctricos mantienen contratos de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural por encima del volumen efectivamente consumido por los mismos (ver **Cuadro 2**), dicho volumen, aunque no es utilizado por el conjunto de Generadores Eléctricos, tampoco es utilizado por otros demandantes, en tanto, se encuentra sujeto a los mecanismos de garantía especificados en los contratos de suministro. Asimismo, el exceso de capacidad contratada estaría trasladando sobrecostos al usuario final.

**Cuadro 2: Resumen del excedente de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural**

Descripción	Suministro	Transporte
GN sujeto a contratos	561 MMPCD	600 MMPCD
GN Consumido	299-421 MMPCD	388 MMPCD
<b>Excedente</b>	<b>140-262 MMPCD</b>	<b>212 MMPCD</b>

Fuente: Pluspetrol, TGP. Elaboración: DGH-MINEM.

2.31. En tal sentido, es necesario que el Gestor del Gas Natural determine la demanda de Gas Natural para la generación eléctrica y planifique su uso para un determinado periodo, de tal manera que se optimice el uso del Gas Natural no solo para la generación eléctrica sino también para otros sectores demandantes.

2.32. Para tal efecto, el Gestor del Gas Natural considera la información del conjunto de Generadores Eléctricos que participan en el SEIN. La demanda calculada se comunica a cada uno de los Generadores Eléctricos, al Productor y al Concesionario de Transporte de Gas Natural, a fin de realizar una contratación de Gas Natural eficiente.

**CELEBRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS**

2.33. A fin de coadyuvar con la búsqueda de la eficiencia en el uso del Gas Natural, los Contratos de Suministro y de Capacidad de Transporte de Gas Natural suscritos en el Mercado Primario entre los Generadores Eléctricos y el Productor o el Concesionario de Transporte, deberán celebrarse teniendo en cuenta la demanda determinada por el Gestor del Gas Natural, de manera que la cantidad de Gas Natural y la capacidad de transporte contratada se ajuste a lo estrictamente requerido por cada Generador Eléctrico.

**RESPECTO A LAS DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

PRIMERA: DESIGNACIÓN DEL COMITÉ OPERATIVO ECONÓMICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - COES COMO GESTOR DEL GAS NATURAL

2.34. El artículo 2 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece que constituyen Servicios Públicos de Electricidad: a) El suministro regular de energía eléctrica para

uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y, b) La transmisión y distribución de electricidad. Además, el mencionado artículo señala que el Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

2.35. Sobre el particular, cabe señalar que el servicio público tiene como finalidad satisfacer necesidades esenciales de la persona humana, situación que conlleva al bien común de la misma y a su desarrollo económico – social. Las actividades que están relacionadas al servicio público son reguladas por el Estado, quien es responsable de que estas se presten en condiciones de calidad, igualdad, continuidad, entre otras.



2.36. En ese orden de ideas, el Estado también es responsable del uso eficiente de los recursos naturales, en general, y en un mayor grado cuando estos son utilizados para satisfacer necesidades esenciales mediante servicios públicos.

2.37. En esa línea, la mencionada Ley de Concesiones Eléctricas, como disposición general, establece en su artículo 9 que el Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

2.38. Con fecha 23 de julio de 2006 se publica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, cuyo objeto, de conformidad con su artículo 2 es, perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

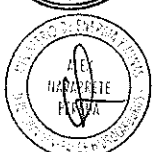
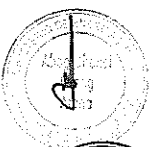
- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

2.39. Además, su último párrafo señala que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el servicio público de electricidad.

2.40. De lo expuesto se observa, que el marco normativo se encuentra alineado al uso racional y eficiente de los recursos naturales, en sus fases de generación, transmisión y distribución, todo ello con el fin de asegurar el abastecimiento eficaz del suministro eléctrico para el servicio público de electricidad.

2.41. Por otro lado, el artículo 12 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo de la generación eléctrica, establece que el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema de Electricidad Interconectado Nacional - SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

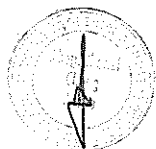
2.42. Asimismo, en el ámbito de competencia y facultades asignadas al COES, el literal d) del artículo 13 de la citada norma establece, entre otras funciones de interés público, asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo.



2.43. En ese orden de ideas, corresponde señalar que la naturaleza del Gestor del Gas Natural es lograr la eficiencia en la asignación y consumo del Gas Natural por parte de las Generadoras Eléctricas a efecto de hacerlo más objetivo, con la finalidad de llegar a un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.



2.44. Así, teniendo en consideración la finalidad y la naturaleza jurídica del COES que es lograr el mejor aprovechamiento de los Recursos Energéticos, el cual está vinculada a la función operativa del desarrollo de programas de operación de corto, mediano y largo plazo, la misma que tiene como punto de partida la generación eléctrica.



2.45. En ese contexto jurídico, es menester indicar que la función de interés público de asegurar las condiciones de competencia en el mercado de corto plazo, establecida en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo de la generación eléctrica, está vinculada estrechamente al suministro y capacidad de transporte de Gas Natural para las Generadoras Eléctricas, las cuales deben ser eficiente en su uso.



2.46. En ese orden de ideas, es preciso indicar que el Gestor del Gas Natural tiene como función principal optimizar el uso del Gas Natural para los Generadores Eléctricos, es decir, velar por el uso racional y eficiente de dicho hidrocarburo, en la generación de electricidad, lo que a su vez asegura la eficiencia en el suministro eléctrico.



2.47. En ese sentido, teniendo en consideración lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo de la generación eléctrica, dada las funciones que desarrollara el Gestor del Gas Natural, estos son compatibles con la naturaleza jurídica del COES, por tanto, resulta pertinente que sea este quien administre el Gestor del Gas Natural.

#### SEGUNDA Y TERCERA: APLICACIÓN DEL REGLAMENTO Y EJECUCIÓN DE FUNCIONES POR PARTE DEL GESTOR DEL GAS NATURAL



2.48. De acuerdo con lo dispuesto en el literal c) del artículo 1 del Reglamento de Organización y Funciones del OSINERGMIN aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, dicha entidad está facultada para normar y dictar procedimientos u otras disposiciones de carácter general o particular, tales como normas reglamentarias y procedimientos.

2.49. En ese sentido, la norma faculta a OSINERGMIN dentro del ámbito de su competencia a aprobar las normas reglamentarias que permitan la aplicación del Reglamento considerando, entre otros aspectos, las compensaciones a favor de los Consumidores Demandantes que resulten adjudicados, producto del incumplimiento del Productor o Transportista, lineamientos para el desarrollo de los procesos de subasta, los plazos respectivos, los criterios para la calificación de los Consumidores Ofertantes y Demandantes, el tratamiento de las garantías y las facultades del Gestor.



2.50. En ese orden de ideas, el Gestor de Gas Natural debe ejercer sus funciones a partir de la aprobación de los mencionados procedimientos y de la adecuación del COES al presente Reglamento.

#### CUARTA: GARANTÍA DE TRANSPORTE A FIRME

2.51. Teniendo en consideración, que el Gestor del Gas Natural representa a los Generadores Eléctricos, en las operaciones de compra de producción y capacidad de transporte de Gas Natural, dicha actividad está a cargo del Gestor del Gas Natural, razón por la cual no es exigible la obligación de contar con contratos individuales de transporte a firme de Gas Natural.



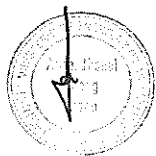
#### QUINTA: MECANISMO DE TRANSPARENCIA

- 2.52. Con la finalidad de otorgar transparencia al mercado de Gas Natural para la generación eléctrica, el Gestor del Gas Natural publicará en su portal web oficial, toda la información relacionada a la compraventa de Gas Natural y de capacidad de transporte del mismo.



#### SEXTA: ENTREGA DE INFORMACIÓN

- 2.53. Con el objeto de determinar el Costo Medio del Gas Natural, resulta necesario establecer la obligatoriedad por parte del Productor, el Concesionario de Transporte, los Generadores Eléctricos y los participantes del Mercado Secundario para entregar información de manera permanente relacionada a las transacciones de compra venta de Gas Natural establecidas en el Reglamento, de acuerdo a los lineamientos que establezca el OSINERGMIN, en coordinación con el Gestor del Gas Natural.



#### SÉPTIMA: CONTRATOS DE SUMINISTRO

- 2.54. Respecto a los contratos de suministro, resulta necesario precisar que las condiciones de estos deberán ser equivalentes para aquellos Generadores Eléctricos vinculados por la existencia de infraestructura de transporte de Gas Natural, ello con el fin de mitigar condiciones que favorezcan a algunas Generadores Eléctricos frente a otros.
- 2.55. Asimismo, en el escenario en que el Productor conceda ciertos criterios ventajosos que mejoren parte o la totalidad del contrato de suministro de algún Generador Eléctrico, dichos criterios deben reflejarse en la totalidad de los contratos de suministro, ello con la finalidad de asegurar que los Generadores Eléctricos vinculados por la existencia de infraestructura de transporte de Gas Natural compitan en igualdad de condiciones.



#### OCTAVA: FACTOR DE DESCUENTO

- 2.56. Con el objeto de determinar el factor de descuento aplicable para todos los Contratos de Suministros suscritos entre el Productor y los Generadores Eléctricos, se ha tenido en consideración los factores aplicables para la determinación del precio del Gas Natural, según la Capacidad Diaria Contractual - CDC y el porcentaje de Take or Pay. Cabe señalar, que dichos valores se encuentran indicados en los Anexos de los Contratos de Suministro, tal como se muestra en los siguientes cuadros.

**Cuadro 3: Factor según la CDC**

CDC – Mmcd*	Factor
30.0	1.000
55.0	0.995
85.0	0.990
115.0	0.985
140.0	0.980
285.0	0.970
>550.0	0.960

(\*) Miles de metros cúbicos por día



**Cuadro 4: Factor según el Porcentaje Take or Pay**

Porcentaje Take or Pay %	Factor
100.0	0.95
90.0	0.97
80.0	0.98
70.0	0.99
60.0	1.00



2.57. Asimismo, considerando que el Gestor del Gas Natural es el encargado de administrar, velar y gestionar las compras del Gas Natural con el Productor en representación de todo el conjunto de los Generadores Eléctricos, el Factor aplicable según la Capacidad Diaria Contractual sería de 0.96, de acuerdo a lo señalado en el Cuadro 3.



2.58. En relación al porcentaje de Take or Pay, se debe señalar que las funciones a ejecutar por parte del Gestor del Gas Natural permitirán el uso eficiente del recurso energético (los Generadores Eléctricos asumen sólo los costos de los volúmenes de Gas Natural efectivamente consumidos, al optimizar el uso del Gas Natural). En ese sentido, el volumen de Gas Natural suministrado por el Productor será utilizado en su totalidad, por lo que corresponde considerar como porcentaje de Take or pay un 100% y 0.95 como factor del mismo.



2.59. En ese sentido, el Factor de Descuento aplicable al precio del Gas Natural para los Generadores Eléctricos es de 0.91, el cual es producto de la multiplicación del Factor según la CDC y Factor según el Porcentaje Take or Pay, siendo potestad del Osinergmin actualizar el Factor de Descuento.



**RESPECTO A LAS DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS**

**PRIMERA: ADECUACIÓN AL MECANISMO DE SUBASTA**

2.60. Teniendo en consideración, que en la actualidad las operaciones en el Mercado Secundario se vienen realizando mediante acuerdos bilaterales, es pertinente que estas operaciones continúen hasta la entrada en vigencia de las funciones del Gestor del Gas Natural.

**SEGUNDA: APLICACIÓN DEL COSTO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

2.61. Al tratarse de una compra única de Gas Natural a nombre de los Generadores Eléctricos, así como de un Costo Medio único para dicha compra, el cual es asumido por el conjunto de Generadores Eléctricos, resulta necesario que la información de precios y calidad sea proporcionada por el Gestor de Gas Natural.

2.62. Asimismo, respecto a la temporalidad de aplicación del Costo Medio del Gas Natural para la generación eléctrica, cabe señalar que a la fecha existe una sobrecontratación de volúmenes de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural por parte de los Generadores Eléctricos, por lo que es necesario que la aplicación de dicho costo se realice a los tres (3) años contados a partir de la publicación del Reglamento, debido a que el volumen de Gas Natural contratado debe reflejar el volumen efectivamente consumido por los Generadores Eléctricos, a fin de minimizar los excedentes no consumidos de Gas Natural, de tal manera que se variabilice el costo del Gas Natural; es decir, asumir costos de Gas Natural en función al volumen efectivamente consumido.



TERCERA: APLICACIÓN DEL USO EFICIENTE DEL SUMINISTRO Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

- 2.63. A fin de lograr una optimización en el uso del Gas Natural, tanto en suministro y capacidad de transporte del mismo, se establece que el Productor y el Concesionario de Transporte de Gas Natural, en tanto no se contrate de acuerdo a lo señalado en el artículo 8 del Reglamento, deben acordar con los Generadores Eléctricos el volumen de suministro y la capacidad de transporte de Gas Natural eficiente, tomando en cuenta de ser el caso las estimaciones periódicas realizadas por el Gestor del Gas Natural.

**RESPECTO A LAS DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS MODIFICATORIAS**

**PRIMERA: MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DEL MERCADO SECUNDARIO**

- 2.64. Las modificaciones propuestas al Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-2010-EM tienen como finalidad homogenizar definiciones, términos, conceptos y funciones atribuibles al Gestor del Gas Natural derivadas del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural, las cuales se detallan a continuación:

**Artículo 1.- Objeto del Reglamento**

- 2.65. La modificación tiene como objetivo especificar que las transferencias al Mercado Secundario que realicen los Consumidores Ofertantes se realizan por producción y capacidad de transporte de Gas Natural, las cuales se efectúan mediante subasta electrónica, a través de la herramienta MECAP.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p><b>"Artículo 1.- Objeto del Reglamento</b></p> <p>(...)</p> <p><i>Las transferencias de producción y/o <b>capacidad de transporte de gas natural</b> que se realicen en el Mercado Secundario, deben ser efectuadas mediante subasta electrónica <b>en el MECAP</b>".</i></p>

**Artículo 2.- Definiciones**

**Consumidor**

- 2.66. De conformidad con el numeral 2.5 del artículo 2 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural, resulta necesario determinar de manera expresa al Generador Eléctrico como consumidor en el Mercado Secundario, toda vez que dicho agente es el que mantiene excedentes de suministro y capacidad de transporte de Gas Natural para transferir al Mercado Secundario. Asimismo, se delimita la definición de consumidor al rol

específico que tendrá en el Mercado Secundario, toda vez que es aquel que requiere adquirir o vender producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p><b>"Artículo 2.- Definiciones</b></p> <p><i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i></p> <p><b>2.1. Consumidor. - Generador Eléctrico, Distribuidor y Consumidor Independiente que requiere adquirir o vender producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario. Se excluye al Comercializador.</b></p> <p>(...)</p>

**Mercado electrónico de las subastas de transferencia de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural (MECAP)**

2.67. Es pertinente especificar en la definición del MECAP, que el Gestor del Gas Natural utiliza dicha herramienta para el funcionamiento del Mercado Secundario. Asimismo, se indica que la subasta electrónica hace referencia a las transferencias de producción y/o capacidad de transporte del Gas Natural no utilizado por el Consumidor Ofertante.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p><b>"Artículo 2.- Definiciones</b></p> <p><i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i></p> <p>(...)</p> <p><b>2.4. Mercado electrónico de las subastas de transferencia de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural (MECAP). - Plataforma informática a ser utilizada por el Gestor del Gas Natural para el funcionamiento del Mercado Secundario donde se realiza la subasta electrónica de producción y/o capacidad de transporte del gas natural no utilizado por el Consumidor Ofertante. (...)</b></p>

## Mercado Primario – Mercado Secundario

- 2.68. Los Consumidores tanto del Mercado Primario como del Secundario deben estar vinculados con el Productor físicamente para la provisión de Gas Natural por la existencia de infraestructura de transporte de Gas Natural, toda vez que se busca lograr la eficiencia en su uso, el cual requiere que los consumidores tengan contratos de producción y capacidad de transporte de Gas Natural, es decir, que estén físicamente conectados al sistema de transporte.

Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto:  <b>"Artículo 2.- Definiciones</b>  <i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i>  (...)  <b>2.5. Mercado Primario.</b> - Mercado en que los Productores y los Concesionarios de Transporte de Gas Natural, suscriben con los Consumidores, respectivamente, contratos de suministro de Gas Natural y contratos de <b>capacidad</b> de transporte de Gas Natural. <b>Los Consumidores están vinculados con el Productor físicamente para la provisión de Gas Natural por la existencia de infraestructura de transporte de Gas Natural.</b>  (...)"

Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto:  <b>"Artículo 2.- Definiciones</b>  <i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i>  (...)  <b>2.6. Mercado Secundario.</b> - Mercado en que los Consumidores Ofertantes transfieren producción y/o <b>capacidad</b> de transporte de Gas Natural a los Consumidores Demandantes, mediante el <b>MECAP</b> . <b>Los consumidores están vinculados con el Productor físicamente para la provisión de Gas Natural a la infraestructura de transporte y/o distribución de Gas Natural, según corresponda.</b>  (...)"

## Consumidor Demandante – Consumidor Ofertante

- 2.69. Se establece que es el Gestor del Gas Natural como administrador del MECAP, quien califique a los Consumidores Demandantes y Ofertantes, de conformidad con el numeral 5.3 del artículo 5 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural. Asimismo, según lo dispuesto en el numeral 5.4 del artículo 5 del citado Reglamento, se

especifica que es el Gestor del Gas Natural es quien representa al conjunto de Generadores Eléctricos en las transacciones a realizar en el Mercado Secundario.

Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto: <b>"Artículo 2.- Definiciones</b>  <i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i>  (...)  <b>2.2. Consumidor Demandante.</b> - <i>Es el Consumidor que requiere adquirir producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario y que ha sido calificado como tal por el Gestor del Gas Natural. En el caso de los Generadores Eléctricos, el Gestor del Gas Natural es quien representa al conjunto de ellos.</i>  (...)"

Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto: <b>"Artículo 2.- Definiciones</b>  <i>Para efectos de la presente norma, se entenderá por:</i>  (...)  <b>2.3. Consumidor Ofertante.</b> - <i>Es el Consumidor que requiere vender producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario y que ha sido calificado como tal por el Gestor del Gas Natural. En el caso de los Generadores Eléctricos, el Gestor del Gas Natural es quien representa al conjunto de ellos.</i>  (...)"

#### Artículo 4.- El MECAP

- 2.70. El Gestor del Gas Natural, es quien asume el rol de administrador del Mercado Secundario<sup>3</sup>, en ese sentido, corresponde especificar que dicho agente es el responsable de proveer la plataforma electrónica, conducir la subasta y garantizar la confiabilidad y transparencia del sistema. Asimismo, resulta necesario indicar que la ejecución de las mencionadas responsabilidades debe realizarse de acuerdo a los procedimientos que emita el OSINERGMIN.

<sup>3</sup> De conformidad con lo establecido en el numeral 5.3 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p><b>"Artículo 4.- El MECAP</b></p> <p><i>Las subastas de transferencia de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario, <b>son</b> llevadas a cabo a través del MECAP. <b>El Gestor del Gas Natural</b> es el responsable de proveer la plataforma electrónica, conducir la subasta y garantizar la confiabilidad y transparencia del sistema, <b>de acuerdo a la normativa que emita el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin.</b></i></p> <p>(...)"</p>

**Artículo 5.- Cantidad y Temporalidad**

- 2.71. La modificación del presente artículo tiene como finalidad especificar que las transferencias de producción de parte del Consumidor Ofertante al Mercado Secundario se realizan por el excedente de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural contratada hasta la Cantidad Diaria Contratada y Capacidad Reservada Diaria, respectivamente, siendo dicho excedente subastado en el Mercado Secundario.
- 2.72. Asimismo, con la finalidad de continuar contribuyendo con la búsqueda de la eficiencia en el uso del Gas Natural y determinar el volumen efectivamente utilizado para la generación eléctrica, se establece un periodo de vigencia acumulativa para los contratos de transferencia de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural celebrados por los Generadores Eléctricos en calidad de Consumidores Ofertantes en el Mercado Secundario. Dicho plazo no deberá ser mayor a cinco (5) años.
- 2.73. En caso se supere el plazo máximo de cinco (5) años, el Productor y/o Concesionario de Transporte puede reducir la cantidad de Gas Natural o capacidad de transporte, respectivamente, conforme lo dispuesto en el artículo 7 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural.
- 2.74. Cabe señalar que durante dicho periodo será el Gestor del Gas Natural quien asigne las capacidades sobrantes de producción y/o transporte a otros Consumidores a través de la subasta electrónica. De requerirse un mayor periodo para las transferencias, el Gestor del Gas Natural debe coordinar con el Productor y/o Concesionario de Transporte la mejor solución para la correcta asignación de la Cantidad Diaria Contratada (CDC) y la Capacidad Reservada Diaria (CRD) excedente, respectivamente.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p><b>"Artículo 5.- Cantidad y Temporalidad</b></p> <p><i>5.1 Los Consumidores Ofertantes pueden transferir <b>el excedente del volumen contratado de Gas Natural hasta la Cantidad Diaria Contratada (CDC), y/o capacidad de transporte firme contratada (Capacidad Reservada Diaria), o una parte de éstas.</b></i></p>

(...)

5.3. Los Consumidores Demandantes **pueden** solicitar su incorporación en la subasta en el Mercado Secundario, especificando la cantidad y precio de la producción y/o **capacidad de transporte** que desean contratar.

5.4. El Gestor del Gas Natural define la vigencia de los contratos de transferencia de producción de Gas Natural y de capacidad de transporte.

Si la vigencia prevista en el contrato celebrado por un Generador Eléctrico en su calidad de Consumidor Ofertante o la suma de las vigencias de los contratos que este ha celebrado, es mayor a 5 años, el Productor y/o Concesionario de Transporte puede reducir la cantidad de Gas Natural o capacidad de transporte, respectivamente, conforme lo dispuesto en el artículo 7 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural.

Para el caso de los Generadores Eléctricos, el Gestor del Gas Natural puede asignar, las capacidades sobrantes de producción y capacidad transporte de Gas Natural a otros Consumidores a través de las subastas hasta por un plazo de 5 años. En caso de requerirse mayor plazo, el Gestor del Gas Natural debe coordinar con el Productor y/o Concesionario de Transporte la mejor solución para la correcta asignación de la Cantidad Diaria Contratada (CDC) y la Capacidad Reservada Diaria (CRD) excedente, respectivamente."

#### Artículo 6.- Criterios de adjudicación en las subastas del Mercado Secundario

- 2.75. La modificación del presente artículo tiene como objetivo precisar y otorgar lineamientos necesarios para la adjudicación de las subastas en el Mercado Secundario, de conformidad con lo establecido en el numeral 5.3 del artículo 5 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural.
- 2.76. En relación a ello, se establece que el Gestor del Gas Natural asigna el excedente de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural a los Consumidores Demandantes, en el marco de las subastas en el Mercado Secundario y el procedimiento establecido por el OSINERGMIN.
- 2.77. Asimismo, se precisa que el primer mercado a atender por parte del Mercado Secundario serán las Concesiones de Distribución de Gas Natural, toda vez que éstas atienden a los usuarios residenciales. Luego el mercado a atender es el de los Generadores Eléctricos, ello en razón a su contribución en la matriz energética nacional.
- 2.78. Se incorpora también el supuesto normativo que el Gestor del Gas Natural representa a los Generadores Eléctricos en el Mercado Secundario, y es el encargado de determinar la demanda efectiva de Gas Natural para la generación eléctrica (Reserva de Gas Natural para Generación Eléctrica), la cual deberá ser efectiva tanto en el Mercado Primario como Secundario.
- 2.79. Además, se incorpora aspectos relacionados a la Capacidad de Transporte, en el cual se establece que la participación del Consumidor Ofertante y Demandante en el MECAP es obligatoria y se hace por la Capacidad Reservada Diaria (CRD) no utilizada y por el exceso de su demanda sobre la CRD, respectivamente. Asimismo, se establece como precio máximo por la capacidad de transporte transferida, la tarifa regulada por el OSINERGMIN, ello debido a que a la fecha existe una única tarifa regulada para el servicio de transporte de Gas Natural.



2.80. Por otro lado, se indica que el precio de venta y la cantidad de Gas Natural asignada a los Consumidores Demandantes se obtendrá a partir del punto de equilibrio del Mercado Secundario a través del MECAP, dicho equilibrio será determinado por el Gestor del Gas Natural, ello a fin de permitir que sea el libre mercado quien defina el precio de venta del hidrocarburo. Asimismo, el Gestor del Gas Natural puede determinar precios de equilibrio para Generadores Eléctricos como para Distribuidores como mercados independientes.

2.81. Finalmente, es el Gestor del Gas Natural quien define los procedimientos de pago por las transferencias de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural realizadas en el Mercado Secundario, ello con la finalidad de establecer reglas claras para efectivizar las transacciones realizadas.

### Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

#### **"Artículo 6.- Criterios de adjudicación en las subastas del Mercado Secundario**

*El Gestor del Gas Natural asigna la producción de Gas Natural excedente y/o la capacidad de transporte excedente a los Consumidores Demandantes, en el marco de las subastas y según el procedimiento que para tal efecto debe establecer Osinergmin.*

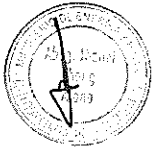
*La prioridad de atención por parte del MECAP es la necesidad de los Distribuidores de Gas Natural y luego el de los Generadores Eléctricos en su condición de demandantes.*

*Los Generadores Eléctricos no pueden participar del Mercado Secundario por cuenta propia, siendo el Gestor del Gas Natural el que cumple dichas funciones en representación de ellos.*

*En el caso del transporte, la participación del Consumidor Ofertante en el MECAP es obligatoria y se hace por la Capacidad Reservada Diaria (CRD) no utilizada. Asimismo, en el caso del Consumidor Demandante, su participación en el MECAP es obligatoria y se hace por el exceso de su demanda sobre la CRD. El precio máximo por la capacidad transferida es la tarifa regulada por el OSINERGMIN. En caso el Consumidor Demandante no señale un precio para la transferencia, este será igual al precio máximo.*

*El Gestor del Gas Natural determina el punto de equilibrio del Mercado Secundario a partir de las curvas de oferta y demanda construidas utilizando las cantidades y precios ofertados por los Consumidores Ofertantes y las cantidades y precios solicitados por los Consumidores Demandantes.*

*El precio de venta y la asignación de cantidades a los Consumidores Ofertantes y a los Consumidores Demandantes se obtendrán producto del punto de equilibrio del Mercado Secundario utilizando el MECAP, **determinado por el Gestor del Gas Natural.***



*El MECAP puede tener precios de equilibrio para los Generadores Eléctricos representados por el Gestor del Gas Natural, así como para los Distribuidores como mercados independientes.*

*El Gestor del Gas Natural define los procedimientos y mecanismos de pago para efectivizar las transacciones del MECAP, a fin de atender las necesidades del Mercado Secundario de Gas Natural."*

### Artículo 7.- Administrador del MECAP

- 2.82. En línea con lo establecido en el numeral 5.3 del artículo 5 del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural, resulta necesario que se precise que el Administrador del MECAP es el Gestor del Gas Natural, el cual tendrá entre otras funciones el recibir solicitudes de compra y venta de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario.

#### Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

#### "Artículo 7.- Administrador del MECAP

*El Administrador del MECAP es el Gestor del Gas Natural y tendrá encargadas las siguientes funciones:*

*7.1 Recibir solicitudes de **compra y venta** de producción y/o capacidad de transporte de Gas Natural en el Mercado Secundario.*

*(...)*

*7.7 Aprobar los mecanismos de pago y las garantías financieras de participación en el mercado secundario."*

### Artículo 9.- Reglas Adicionales

- 2.83. En este artículo se precisa que los Consumidores que soliciten participar en el Mercado Secundario no requieren la obtención previa de una autorización para realizar la actividad de comercialización, toda vez que esta actividad la realiza el Gestor del Gas Natural.

#### Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

#### "Artículo 9.- Reglas adicionales

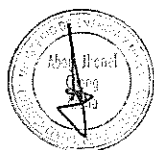
*Las transferencias de producción y/o capacidad de transporte de **Gas Natural** que se realicen en el Mercado Secundario, no **exime** al Consumidor Ofertante de la obligación de pago al **Productor** y/o al concesionario de transporte. **Los Consumidores que soliciten participar en el Mercado Secundario no requieren la obtención previa de una autorización para realizar la actividad de comercialización."***

SEGUNDA: DEROGACIÓN DEL ARTICULO 8 DEL REGLAMENTO DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL



2.84. El Gestor del Gas Natural es administrado por el COES, siendo este una entidad con personería de derecho público, el cual está conformado por todos los Agentes del SEIN, quienes realizan aportes para el sostenimiento y cumplimiento de sus funciones establecidas por Ley.

2.85. En ese sentido, estando a la naturaleza jurídica del COES que percibe ingresos por parte de los agentes del Sector Eléctrico (privados), el cual le dota de recursos económicos suficientes para el desarrollo de sus funciones, por lo que resulta pertinente dejar sin efecto el artículo 8 del Reglamento del Mercado Secundario relacionado a la aplicación de un cargo por derecho de participación en el Mercado Secundario.



TERCERA: DEROGACIÓN DE LA PRIMERA Y SEGUNDA DISPOSICION TRANSITORIA DEL REGLAMENTO DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL

2.86. Resulta pertinente derogar la Primera Disposición Transitoria relacionada a la emisión de las normas reglamentarias que permitan la aplicación del Mercado Secundario, toda vez que esta disposición se encuentra regulada en la Segunda Disposición Complementaria Final del Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y creación del Gestor del Gas Natural.

2.87. Asimismo, respecto a la Segunda Disposición Transitoria, esta se encuentra regulada en la Primera Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y creación del Gestor del Gas Natural, razón por la cual corresponde su derogatoria.



CUARTA: DEROGACIÓN DE LA SUSPENSIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL

2.88. Resulta pertinente la derogación de la suspensión de la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-2010-EM, toda vez que el presente Reglamento regula un periodo de ciento veinte (120) días contados a partir de la publicación del mencionado Reglamento, en el cual el Gestor del Gas Natural entrará a ejecutar sus funciones.

2.89. Cabe señalar que anterior a dicho periodo las operaciones en el Mercado Secundario se deben realizar en forma de acuerdos bilaterales, de conformidad con lo establecido en la Primera Disposición Complementaria Transitoria del presente Reglamento.



QUINTA: MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

2.90. A fin de establecer las nuevas funciones del COES, quien realizará las actividades como Gestor del Gas Natural, resulta necesario modificar el numeral 27.4 al artículo 27 del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM.



**Propuesta**

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

**"Artículo 27.- Funciones de la Dirección Ejecutiva**

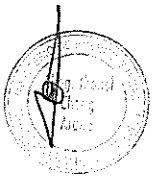
En concordancia con lo señalado en los artículos 13 y 14 de la Ley, y conforme a lo establecido en el numeral 18.1 del artículo 18 de la Ley, la Dirección Ejecutiva es responsable por el cumplimiento de las siguientes funciones:

(...)

**27.4 Funciones de Gestor del Gas Natural.**

**a) Realizar las funciones de Gestor del Gas Natural de acuerdo a lo señalado en el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y creación del Gestor del Gas Natural.**

**b) Desarrollar las funciones operativas de acuerdo a lo señalado en el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y creación del Gestor del Gas y los Procedimientos Técnicos que emita el COES."**



**SEXTA: MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

2.91. Con el objeto de determinar la Capacidad Disponible y efectiva de Transporte de Gas Natural, resulta necesario modificar el numeral 2.3 del artículo 2 del Reglamento de Asignación de la Capacidad de Transporte de Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 016-2004-EM, a fin de establecer dentro de la fórmula de cálculo, un Factor de Simultaneidad que permita tener en consideración la capacidad de transporte de Gas Natural efectivamente utilizada.



**Propuesta**

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

**"Artículo 2.- Definiciones**

Para los fines de las presentes Condiciones se aplicarán las definiciones y siglas previstas en este artículo, las contenidas en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (Reglamento) - Decreto Supremo N° 041-99-EM y en las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural (Normas). Estas definiciones, sea que se utilicen en singular o plural, tienen el significado que en este artículo se les atribuye.

(...)

"2.3. Capacidad Disponible: Es la diferencia entre la Capacidad de Transporte y la suma de las Capacidades Reservadas Diarias (CRD) de los Usuarios **multiplicada por el Factor de Simultaneidad**. Está sujeta al principio de acceso abierto contemplado en el artículo 74 del Reglamento".



## SEPTIMA: MODIFICACIÓN A LA NORMA DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

- 2.92. A fin de establecer medidas de protección al usuario que contrata la capacidad de transporte de Gas Natural, resulta necesario establecer una penalidad igual a la Capacidad Reservada Diaria no entregada por el doble de la tarifa aplicable, a fin de que el Concesionario cumpla con sus obligaciones establecidas tanto en la normativa vigente como en los Contratos suscritos.



Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto:  <b>"Artículo 4.- Servicio Firme (SF)</b>  <i>El Servicio Firme es prestado por el Concesionario según las siguientes condiciones:</i>  (...)  <i>(vii) En caso de interrupción o reducción del Servicio Firme, por causas <b>no atribuibles al Concesionario</b> y no contempladas en las Normas, el Concesionario <b>paga al Cliente una penalidad igual a la CRD no entregada por el doble de la tarifa aplicable</b>".</i>

## RESPECTO A LA PUBLICACIÓN DEL PROYECTO NORMATIVO DEL REGLAMENTO PARA OPTIMIZAR EL USO DEL GAS NATURAL Y CREACIÓN DEL GESTOR DEL GAS NATURAL

- 2.93. El artículo 14 del Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, establece que las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas generales que sean de su competencia en el Diario Oficial "El Peruano", en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, con el fin de recibir comentarios de los interesados.
- 2.94. En ese sentido, resulta pertinente publicar el proyecto normativo del Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural, a fin de recibir comentarios y/o sugerencias de los actores que participan de manera directa e indirecta en el mercado primario o secundario, así como de la sociedad civil.

### III. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

- 3.1. En esta sección se analiza el impacto de la propuesta normativa que aprueba el Reglamento para Optimizar el Uso del Gas Natural y Creación del Gestor del Gas Natural, para ello se evalúan los objetivos que se pretenden alcanzar y las alternativas que solucionen la problemática descrita. Finalmente, se identifican y valoran desde la perspectiva del análisis costo-beneficio la modificación propuesta.

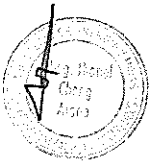
#### **Objetivo General**

- 3.2. Optimizar, promover y articular la expansión y mejor aprovechamiento del Gas Natural.



### Objetivos Específicos

- 3.3. Crear un Gestor que identifique las necesidades de producción y capacidad de transporte de Gas Natural de los Generadores Eléctricos, a fin de determinar la Reserva de Gas Natural para Generación Eléctrica.
- 3.4. Encargar al Gestor del Gas Natural la administración del Mercado Secundario, a fin de realizar mediante subastas, las transferencias del excedente de producción y capacidad de transporte de Gas Natural entre Consumidores Ofertantes y Demandantes.



### Efectos esperados de la propuesta

#### Beneficios esperados

- o Incremento de la eficiencia para el Mercado del Gas Natural, toda vez que la ejecución de las funciones del Gestor del Gas Natural permitirá optimizar, promover y articular la expansión y mejor aprovechamiento del Gas Natural.
- o Liberación de volúmenes de Gas Natural pagados y no utilizados por parte de los Generadores Eléctricos, con el fin de destinar dichos volúmenes a la demanda de otros sectores.
- o Se logrará una mayor predictibilidad y transparencia de las transacciones futuras del Mercado del Gas Natural.
- o Se garantizará el uso eficiente y oportuno del suministro y la disponibilidad del transporte de Gas Natural a futuro.
- o Los sistemas electrónicos son viables, ya que operan de manera eficiente, sumado a que el mercado de Gas Natural peruano es simple, trazable y ordenado.



#### IV. EFFECTOS DE LA VIGENCIA DE LA NORMA SOBRE LA LEGISLACIÓN NACIONAL

La presente Ley no se opone a ninguna norma vigente y se elabora en concordancia con la normativa del Sector Hidrocarburos emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, en el marco de su competencias y facultades establecidas por ley.

