I-12469-2020

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial No. 383-2020-MINEM/DM

Lima, 21 de diciembre de 2020

VISTOS: El Informe N° 356-2020-MINEM/DGE de la Dirección General de Electricidad, y el Informe N° 898-2020-MINEM/OGAJ de la Oficina General de Asesoría Jurídica; y,

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 4 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, establece que el Ministerio de Energía y Minas es competente, entre otras, en materia de energía, que comprende los subsectores de electricidad e hidrocarburos;

Que, el numeral 7.2 del artículo 7 de la Ley N° 30705, dispone que el Ministerio de Energía y Minas ejerce la función rectora de dictar normas y lineamientos técnicos para la adecuada ejecución y supervisión de las políticas; para la gestión de los recursos energéticos y mineros; para el otorgamiento y reconocimiento de derechos; para la realización de acciones de fiscalización y supervisión; para la aplicación de sanciones administrativas; y para la ejecución coactiva, de acuerdo a la normativa vigente;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se aprueba el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, mediante el cual establece disposiciones reglamentarias relativas a la definición de la Potencia Firme, su pago y demás alcances normativos aplicables a las unidades de generación eléctrica;

Que, de acuerdo a los informes de vistos, como resultado del proceso de mejora del marco normativo del subsector electricidad, se sustenta la necesidad de disponer la publicación del proyecto de "Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con Gas Natural de Camisea y el pago de la Potencia Firme", así como de su Exposición de Motivos en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas, por un plazo de diez (10) días hábiles, a fin de que las entidades públicas, privadas y la ciudadanía en general alcancen sus opiniones, comentarios y/o sugerencias;

Que, el numeral 1 del artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, menciona que las entidades dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia, en el diario oficial "El Peruano", en sus portales electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos

excepcionales, con la finalidad de permitir que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; el Decreto Supremo N° 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; y el Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, que aprueba el Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Publicación del proyecto normativo

Dispóngase la publicación del proyecto de "Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con Gas Natural de Camisea y el pago de la Potencia Firme", así como de su Exposición de Motivos, en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas (www.gob.pe/minem), el mismo día de la publicación de la presente Resolución Ministerial en el diario oficial El Peruano, a efectos de recibir los comentarios y/o aportes de la ciudadanía por el plazo de diez (10) días hábiles, contado a partir del día siguiente de su publicación.

Artículo 2.- Mecanismo de participación

Las opiniones, comentarios y/o sugerencias sobre el proyecto normativo a que se refiere el artículo 1 de la presente Resolución Ministerial, deben ser remitidas por vía electrónica, con atención a la Dirección General de Electricidad, a la siguiente dirección de correo electrónico: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JAIME GALVEZ DELGADO
Ministro de Energía y Minas

I-12469-2020

DECRETO SUPREMO QUE MEJORA LA EFICIENCIA EN EL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS PARA LA GENERACIÓN TÉRMICA CON GAS NATURAL DE CAMISEA Y EL PAGO DE LA POTENCIA FIRME

DECRETO SUPREMO N° -2020-EM

CONSIDERANDO:

Que, el numeral 12 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas - LCE, aprobado por el Decreto Ley Nº 25844, define la Potencia Firme como aquella potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - RLCE, aprobado con Decreto Supremo Nº 009-93-EM, y que para el caso de las centrales termoeléctricas dispone que la Potencia Firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita;

Que, el inciso a) del artículo 110º del RLCE establece que la Potencia Firme de una unidad de generación termoeléctrica se calcula como el producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad, y que dicho factor de disponibilidad es la diferencia entre uno menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad;

Que, el inciso c) del artículo 110º del RLCE establece como uno de los criterios que debe considerar el Procedimiento del Comité de Operación Económica del Sistema - COES, correspondiente al cálculo del factor de indisponibilidad de las unidades de generación térmica, la capacidad de transporte de combustible garantizado, siendo que para el caso de las unidades de generación que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas natural por ductos desde el campo hasta la central;

Que, el artículo 112º del RLCE establece los criterios y procedimientos para la determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de cada unidad o central de generación;

Que, la información sobre el consumo de gas natural por ductos hace ver que existen características en el consumo efectuado por las centrales termoeléctricas a gas natural y otros consumidores, que puede ser aprovechados para mejorar la eficiencia en el uso de la infraestructura de transporte de gas natural a través de la aplicación de factores de carga o factores de coincidencia apropiados;

Que, el sector eléctrico evalúa la máxima demanda del sistema en el periodo de 15 minutos de mayor estrés del sistema eléctrico, debido a que la energía eléctrica es consumida en el mismo instante que esta es producida y porque los costos de almacenamiento son muy caros; mientras que, la máxima demanda del sistema de gas natural por ductos se evalúa en periodos de 24 horas debido a la compresibilidad y velocidad en el uso del gas natural, así como a su capacidad de almacenamiento;

Que, al exigir que las centrales térmicas a gas natural tengan el 100% de su potencia efectiva respaldada con una Capacidad Reservada Diaria - CRD en el sistema de transporte y distribución de gas natural por ductos, se reduce la oportunidad de contratación de otros clientes que podrían utilizar la capacidad disponible de la infraestructura de forma eficiente, a fin de posibilitar la instalación de nuevas unidades de generación térmica a gas natural o para que la industria la utilice en otros usos productivos;

Que, es conveniente definir una Factor Referencial a la Contratación de la CRD - FRC, por tipo de tecnología, que otorgue flexibilidad a los generadores termoeléctricos a gas

natural y a la vez asegure una disponibilidad de transporte para el conjunto de generadores termoeléctricos a gas natural, facilitando la transferencia de capacidad entre unidades de generación u otros consumidores, a través del mecanismo de Subastas previsto en el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural. Dicho FRC debe ser evaluado periódicamente por el COES, para la aprobación de Osinergmin;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8 del artículo 118º de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modificar el numeral VII inciso c) del artículo 110 del Decreto Supremo Nº 009-93-EM

Modifíquese el numeral VII, inciso c), del artículo 110 del Decreto Supremo Nº 009-93-EM, el cual queda redactado de la siguiente forma:

*"**Artículo 110.-** La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:*

(...)

c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

(...)

*"VII. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte de gas **natural por ductos** desde el campo a la central, **aplicando un factor de referencia a la contratación (FRC) que refleje el uso eficiente de la Capacidad Reservada Diaria para el conjunto de generadores, según el tipo de tecnología de la central de gas natural.***

El FRC será determinado periódicamente considerando el consumo promedio respecto al consumo máximo de gas natural en un periodo de tiempo determinado, según lo que se establezca en el Procedimiento Técnico correspondiente.

El FRC será considerado para el cálculo de la Potencia Firme Remunerable y los márgenes de reserva aprobados por el Ministerio y por Osinergmin.

En el Procedimiento Técnico se definirán los criterios y metodologías para la determinación del FRC y el periodo en que se procederá con su actualización."

Artículo 2.- Publicación

El presente Decreto Supremo se publica en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas (www.gob.pe/minem) el mismo día de su publicación en el diario oficial "El Peruano".

Artículo 3.- Refrendo

El presente Decreto Supremo es refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única. - Aprobación de Procedimientos Técnicos

Dentro de un plazo de treinta (30) días calendario contado a partir de la vigencia de la presente norma, el COES presenta al Osinergmin su propuesta de modificación de los Procedimientos Técnicos que resulten necesarios para la aplicación del presente Decreto Supremo.

Osinergmin deberá aprobar los referidos Procedimientos Técnicos, hasta antes del 30 de abril del 2021.

Dado en la casa de gobierno, en Lima a los días del mes de noviembre de dos mil veinte.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

DECRETO SUPREMO QUE MEJORA LA EFICIENCIA EN EL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS PARA LA GENERACIÓN TÉRMICA CON GAS NATURAL DE CAMISEA Y EL PAGO DE LA POTENCIA FIRME

I. ANTECEDENTES

Mediante el Decreto Ley N° 25844, publicado el 19 de noviembre de 1992, se aprueba la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE) que regula lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La definición número 12 de la LCE establece que la Potencia Firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo 009-93-EM, en cuyo dispositivo legal se regula el pago de la Potencia Firme en sus artículos 109, 110, 111 y 112, bajo los siguientes alcances:

- El artículo 109 del RLCE establece que los generadores tienen dos fuentes de ingresos por potencia: a) los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema; y b) los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema.
- El artículo 110 del RLCE desarrolla los criterios y procedimientos que se deben seguir para calcular la Potencia Firme de cada una de las unidades de generación del SEIN y, en el en el numeral VII del inciso c), se establecen las consideraciones a tener en cuenta para incluir la garantía que aporta el combustible a la potencia firme de las centrales térmicas. Para el caso de las centrales que utilizan gas natural como combustible, señala que se deben considerar los contratos a firme de transporte de gas desde el yacimiento hasta la central para efectos de medir la disponibilidad que tiene la central de contar con gas natural.
- El artículo 112 del RLCE, en el inciso c), desarrolla los incentivos a la disponibilidad del combustible de las centrales de generación. De acuerdo con estos incentivos, la central que tenga garantizado el combustible es considerada dentro de la curva de despacho, con su costo variable, mientras que aquella que no tiene esta garantía es colocada al final de la curva de despacho con un costo variable igual al Costo de Racionamiento, solo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable. De esta manera, se logra transformar la Potencia Firme en una Potencia Firme Remunerable.

A partir de lo establecido en el RLCE, mediante la Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME, cuando el Ministerio de Energía y Minas tenía la competencia para aplicar procedimientos técnicos, se aprobó el Procedimiento Técnico N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme" (en adelante, PR-26), que tiene por objeto establecer las reglas para el cálculo de la Potencia Firme de las unidades generadoras. Posteriormente, con la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, Ley de desarrollo eficiente de la generación eléctrica (en adelante, Ley N° 28832), el PR-26 fue modificado varias veces, mediante Resoluciones del Consejo Directivo del OSINERGMIN: i) Nº 099-2011-OS/CD, publicada el 17 de junio de 2011; ii) Nº 153-2012- OS/CD, publicada el 21 de julio de 2012, y; iii) Nº 144-2019-OS/CD, publicada el 31 de agosto de 2019.

Por su parte, el Procedimiento Técnico del COES Nº 25 "Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (en adelante, PR-25) establece los criterios que debe considerar el COES para determinar los Factores de Indisponibilidad, Factores de Presencia y Factor de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales, los cuales se utilizan para calcular los Ingresos Garantizados por Potencia Firme. En el numeral 4 del PR-25 se indica que, las centrales de generación que operan con gas natural deben proporcionar al COES la información sobre la capacidad garantizada de

transporte de combustible contratada diaria a firme con los concesionarios de transporte por ductos. Esta información es utilizada por el COES para calcular la Potencia Asegurada (PA).

En el numeral 7.1 del PR-25 se detallan los criterios que se consideran para determinar la capacidad garantizada de transporte de combustible, y precisa que para el caso de unidades de generación que utilizan exclusivamente ductos de transporte de combustible a gas natural, se considerarán únicamente los contratos que aseguren el servicio de transporte por ductos bajo condiciones firmes y también se incluye la posibilidad de incluir los almacenamientos de gas natural, o de otro combustible líquido en caso que la central sea del tipo dual.

El PR-25 establece la forma de calcular el Factor de Incentivo a la Disponibilidad (K), en función al factor por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FC_e) y el factor por falta de transporte de combustible (FC_c).

El factor FC_c depende de la Potencia Asegurada (PA) la que, de acuerdo con el anexo E del PR-25, se determina en función de la capacidad garantizada de combustible y el consumo específico de la central térmica.

II. SOBRE EL NUMERAL VII INCISO C) DEL ARTÍCULO 110 DEL RLCE

El numeral VII, inciso c) del artículo 110 del RLCE señala lo siguiente:

> ***"Artículo 110.-*** *La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:*
>
> *a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.*
>
> *b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.*
>
> *(...)*
>
> *c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:*
>
> *I. Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica.*
>
> *(...)*
>
> *VII. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central."*

En el numeral VII del inciso c) del artículo 110 del RLCE se indica que, en el caso de las centrales que utilizan gas natural como combustible se deben considerar los contratos a firme de transporte de gas natural por ductos desde el campo hasta la central para efectos de medir la disponibilidad que tiene la central de contar siempre con gas natural.

Al respecto, se advierte que el marco normativo que aplica al pago de la Potencia Firme para las centrales térmicas que utilizan el gas natural como combustible exige que las centrales deben

tener una capacidad contratada de transporte en la modalidad de servicio firme por un valor equivalente al 100% de la Potencia efectiva si se desea cobrar el 100% de la Potencia Firme de la central. Esta exigencia normativa, que fue importante para el desarrollo del proyecto Camisea, y que fue exigible a partir del 2009 cuando el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú (en adelante, TGP), estuvo en el límite de capacidad y requería la ampliación del mismo.

Exigir una capacidad de transporte igual al 100% de la potencia efectiva de las centrales térmicas, independientemente del tipo de tecnología (Ciclo Simple o Ciclo Combinado), hace ineficiente y caro el desarrollo de la generación térmica a gas natural, la cual provee una verdadera garantía de suministro de electricidad al crecimiento del país.

La mayor parte de la capacidad de transporte a firme del gasoducto de TGP contratada por los generadores eléctricos a gas natural está asociada a Ciclos Combinados, pero estos en la práctica utilizan dicha capacidad con un factor de carga inferior al 70%, lo que significa que tener el 100% contratado no solo es ineficiente, sino que restringe el acceso de nuevos usuarios a la infraestructura de transporte de gas natural por ductos.

Con la finalidad de optimizar el uso de la capacidad de transporte de gas natural por ductos, sin eliminar la garantía de transporte en el uso del gas natural exigida a los generadores termoeléctricos a gas natural, se considera necesario crear mecanismos de forma tal que la capacidad contratada de transporte no sea mayor a la capacidad de transporte que podría ser requerida por el conjunto de generadores, para lo cual se prevé que cada uno de los generadores a gas natural podrían realizar transferencias de capacidad excedente de acuerdo con las reglas del Mercado Secundario.

III. FUNDAMENTO DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

3.1 Acerca de situación actual del uso de transporte de gas natural por parte de los Generadores Eléctricos

En los últimos años el consumo promedio de gas natural de los generadores eléctricos se ha reducido, lo cual se refleja en el factor de carga registrado entre los años 2014 al 2016, cuyo valor bordeaba el 74%; mientras que el factor de carga entre los años 2017 al 2019 está alrededor del 68%.

Por otro lado, en cumplimiento de la normativa vigente, las centrales térmicas que utilizan gas natural requieren contar con una capacidad contratada de transporte, en la modalidad de servicio firme, por un valor equivalente al 100% de la potencia efectiva, para así acceder al pago por el 100% de su Potencia Firme. Esto se constituye en una exigencia para que las generadoras eléctricas a gas natural tengan una Capacidad Reservada Diaria (CRD) que les permita cobrar por su Potencia Firme.

Al respecto, la información histórica del consumo diario de gas de los generadores eléctricos, entre los años 2004 y 2020, que se muestra en el Anexo 1 del presente documento, permite apreciar que la CRD se contrata a partir de 2008 debido a las condiciones de aplicación tarifarias para la contratación del servicio interrumpible o firme de transporte de gas natural aprobadas en el procedimiento regulatorio correspondiente a la fijación de tarifas de la red principal de Camisea del periodo 2008 – 2010. Dicho valor de la CRD fue incrementándose en los años siguientes conforme crecía la demanda, hasta que en el año 2016 alcanzó casi los 16.62 millones de m^3/día, equivalente aproximadamente a 587 millones de pies cúbicos por día (MMPCD).

Por otro lado, cabe señalar que, a partir del año 2016 el consumo promedio anual de gas del conjunto de los generadores eléctricos fue disminuyendo hasta llegar a niveles de consumo que bordearon los 10 millones de m^3/día en el año 2019, lo que ha devenido en un uso menos eficiente de la infraestructura de transporte de gas natural por ductos, para el caso de las centrales

eléctricas a gas natural; debido a que la CRD contratada a través de obligaciones *ship or pay* no se ha ajustó en la misma medida.

3.2 Acerca del problema identificado

Como se ha señalado en el numeral 3.1, el valor máximo de consumo de gas natural por parte de los generadores eléctricos se presentó en el año 2016, alcanzando un pico que bordea los 16 millones de metros cúbicos por día, y en los años siguientes este consumo ha ido disminuyendo; no obstante, la CRD de los generadores eléctricos no ha disminuido en la misma medida y se ha mantenido en todo momento por encima del máximo consumo registrado y, con ello, se ha ampliado la diferencia respecto al consumo promedio anual de gas natural registrado en estos años, lo que hace ver que existiría una capacidad de transporte de gas natural por ductos que no es utilizada de manera eficiente.

Por otro lado, también se puede ver que el consumo de gas natural tiene un comportamiento estacional y la diferencia entre la CRD y el consumo de gas natural registrado es menor en los meses de la temporada de avenida y se incrementa en los meses de la temporada de estiaje.

Lo anterior permite apreciar que, en la situación actual, se tiene una capacidad reservada diaria de transporte a firme contratada por parte de los generadores eléctricos, que es mayor a la que es utilizada, y por lo tanto, no se estaría haciendo un uso eficiente de la capacidad de transporte de gas natural disponible, la cual podría estar destinada a otros usos, si se mejora la eficiencia del uso del ducto de transporte. Esta situación es más notoria en los meses de avenida, cuando el consumo de gas natural de los generadores eléctricos disminuye.

Para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas natural, se requiere tomar medidas que permitan a los generadores eléctricos transferir sus excedentes a otros usuarios del Sistema de Transporte de Gas Natural.

3.3 Acerca del análisis de alternativas

3.3.1 Alternativa 1

Se mantiene la regulación vigente sin modificaciones.

En esta situación la problemática descrita se mantendría con lo cual, no se estaría haciendo un uso eficiente de la capacidad de transporte de gas natural disponible por parte de la generación eléctrica, y adicionalmente, se limitaría el uso de la infraestructura de transporte a otros usuarios que pueden requerir de este servicio.

3.3.2 Alternativa 2

Se propone reducir la exigencia de contratación a firme de transporte de gas natural por ductos, que actualmente se aplica a los generadores eléctricos que utilizan gas natural para efectos del cálculo de la Potencia Firme Remunerable, a un nivel que se ajuste de mejor manera al uso real que hacen de la infraestructura de transporte; pero sin afectar la Potencia Firme que puede garantizar cada unidad generadora con alta seguridad, considerando que el gas natural es almacenable y se podría adquirir cierta capacidad en el Mercado Secundario, las empresas generadoras podrían reajustar sus exigencias de capacidad contratada diaria a niveles eficientes, basada en una combinación de CRD y contratos en la modalidad de interrumpible.

Esto se podría lograr a través de la implementación de un mecanismo que permita utilizar la capacidad del ducto de transporte de gas natural en forma eficiente, mediante la aplicación de un factor de carga que relacione el consumo promedio de la unidad generadora respecto de su consumo máximo registrado en un periodo determinado.

Por otro lado, según la información disponible para el año 2018 la suma de los consumos máximos individuales de los usuarios de gas natural fue de 952 MMPCD; mientras que, el consumo máximo del conjunto de clientes fue de 803 MMPCD. Esto nos indica que existiría un factor de coincidencia de alrededor del 84% entre los consumos individuales y el consumo máximo total, lo que muestra que existiría capacidad en los ductos de transporte de gas natural que puede ser comercializada en el Mercado Secundario de Gas Natural.

De esta manera la capacidad de transporte física disponible, que no es utilizada en forma continua por las condiciones contractuales, podría ser liberada y quedaría disponible para ser transferida en un Mercado Secundario de Gas Natural para otros usuarios. Con ello se mejoraría la eficiencia del uso de la infraestructura del transporte de gas natural por ductos.

3.3.2 Alternativa seleccionada

Resulta conveniente adoptar la Alternativa 2, debido a que contribuiría a hacer un uso más eficiente de la infraestructura de transporte de gas natural por ductos disponible y, con ello, se podría contar con capacidad de transporte para otros usuarios del servicio.

Cabe señalar que el uso eficiente del gas natural y de la infraestructura asociada, constituye un objetivo de política previsto en el artículo 66 de la Constitución Política y el Decreto Supremo N° 064-2010, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

Cabe indicar que la Potencia Firme que se reconoce a través de la alternativa seleccionada es la que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad para la operación del SEIN y con un uso eficiente de la capacidad de transporte.

3.4 Acerca de la propuesta de solución

Con la finalidad de incentivar el uso eficiente de la capacidad de transporte contratada como servicio firme para el pago de la Potencia Firme de las centrales térmicas que utilizan gas natural, se propone la siguiente mejora normativa:

> ***"Artículo 1º.- Modificar el numeral VII, inciso c), del artículo 110 del Decreto Supremo Nº 009-93-EM***
>
> *Modifíquese el numeral VII, inciso c), del artículo 110 del Decreto Supremo Nº 009-93-EM, el cual queda redactado de la siguiente forma:*
>
> *"**Artículo 110.-** La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:*
>
> *(...)*
>
> *c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:*
>
> *(...)*
>
> *"VII. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte de gas **natural por ductos** desde el campo a la central, **aplicando un factor de referencia a la contratación (FRC) que refleje el uso eficiente de la Capacidad Reservada Diaria para el conjunto de generadores, según el tipo de tecnología de la central de gas natural.***

El FRC será determinado periódicamente considerando el consumo promedio respecto al consumo máximo de gas natural en un periodo de tiempo determinado, según lo que se establezca en el Procedimiento Técnico correspondiente.

El FRC será considerado para el cálculo de la Potencia Firme Remunerable y los márgenes de reserva aprobados por el Ministerio y por Osinergmin.

En el Procedimiento Técnico se definirán los criterios y metodologías para la determinación del FRC y el periodo en que se procederá con su actualización"

IV. PRE-PUBLICACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

En relación a la propuesta normativa, el Ministerio tiene la obligación de cumplir con el principio de participación y transparencia, contenido en el Artículo IV de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, el cual define sus alcances de la siguiente forma: *"Las personas tienen derecho a vigilar y participar en la gestión del Poder Ejecutivo, conforme a los procedimientos establecidos por la ley. Para ello, las entidades del Poder Ejecutivo actúan de manera que las personas tengan acceso a información, conforme a ley".*

El principio de participación, a través del cual se garantiza la participación de los ciudadanos mediante la presentación de opiniones, ha sido recogido en el numeral 1.12 del artículo IV del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, el cual lo define en los siguientes términos:

> *"**1.12. Principio de participación.-** Las entidades deben brindar las condiciones necesarias a todos los administrados para acceder a la información que administren, sin expresión de causa, salvo aquellas que afectan la intimidad personal, las vinculadas a la seguridad nacional o las que expresamente sean excluidas por ley; y extender las posibilidades de participación de los administrados y de sus representantes, en aquellas decisiones públicas que les puedan afectar, mediante cualquier sistema que permita la difusión, el servicio de acceso a la información y la presentación de opinión."* (Subrayado nuestro)

En aplicación del principio de participación, el MINEM debe ejercer su competencia normativa de conformidad con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, "Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General".

Asimismo, con relación a la publicación de los proyectos normativos, el numeral 1 del artículo 14 del Reglamento mencionado previamente establece que las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia en el diario oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales. Las entidades permitirán que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas.

Por lo tanto, en cumplimiento del Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y con el objetivo de garantizar el principio de participación, el MINEM considera necesario disponer la publicación de la propuesta normativa, para lo cual se adjunta un proyecto de Resolución Ministerial a fin de ponerlo a consideración de la Alta Dirección.

V. ANALISIS COSTO BENEFICIO

De acuerdo con la normativa vigente, la Potencia Firme de las centrales térmicas que utilizan gas natural depende de la contratación de capacidad de transporte a firme de gas natural, desde el yacimiento hasta la central.

Actualmente, para que una central que utiliza gas natural acceda al pago por el 100% de su Potencia Firme, debe tener contratada una CRD equivalente al 100% de su potencia efectiva, sin importar su tecnología. Esto no contribuye a hacer un uso eficiente de la capacidad de transporte de gas natural disponible, además de limitar la posibilidad de expansión de la generación en base a este recurso energético y de que otros usuarios puedan utilizar la capacidad de transporte disponible por los excedentes de los generadores eléctricos.

La información disponible a la fecha muestra que el consumo de gas natural se ha reducido en los últimos tres años llegando a tener un factor de carga del 67%, lo cual muestra que la eficiencia en el uso de la infraestructura de transporte de gas natural por ductos se ha reducido, considerando que entre los años 2014 al 2016 el factor de carga era de alrededor del 74%.

Los aspectos señalados, hacen ver que existe la oportunidad de mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas natural por ductos, dado que se tendría un exceso de CRD contratada por los generadores eléctricos, la cual podría ser liberada para ser transferida a otros usuarios de gas natural.

En ese sentido, la propuesta normativa generaría como beneficio la mejora en la eficiencia del uso de la infraestructura de transporte de gas natural por ductos y permitiría que, el exceso en la CRD contratada por los generadores eléctricos a gas natural, quede disponible y podría ser transferida a otros usuarios a través del Mercado Secundario.

La aprobación del proyecto normativo no irrogará gastos adicionales al Estado.

VI. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA NORMA EN LA LEGISLACIÓN NACIONAL

La emisión del presente Decreto Supremo, tiene un impacto en la legislación nacional, toda vez que dispone la modificación del numeral VII inciso c) del artículo 110 del RLCE.

ANEXO 1

Figura 1.1
CRD y Uso del Transporte por parte del Generador Eléctrico (miles m3/d)

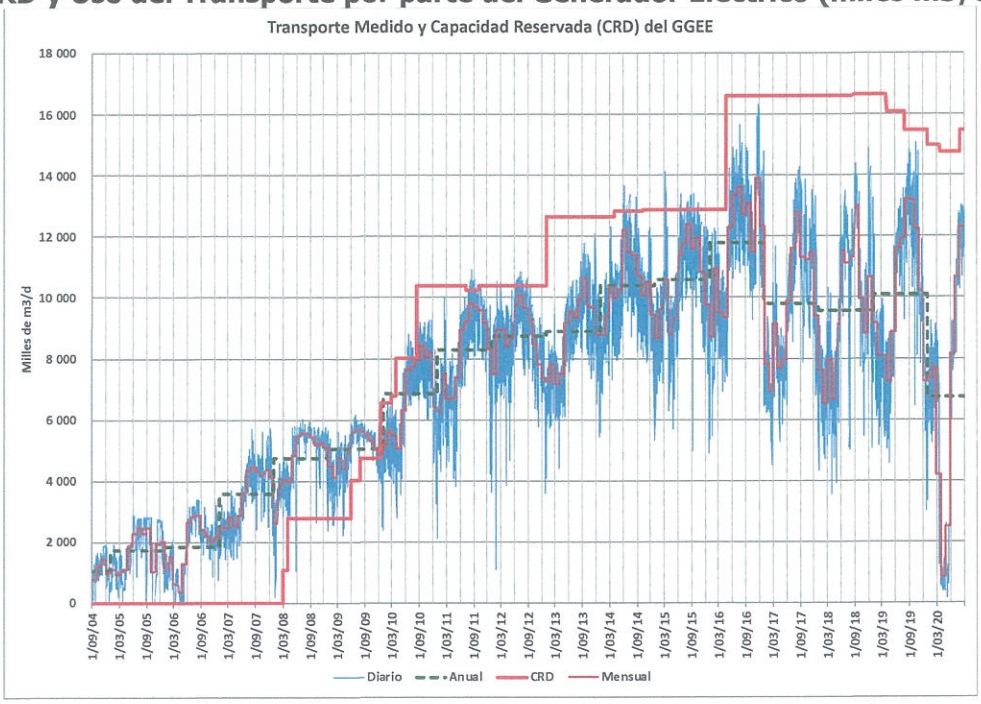
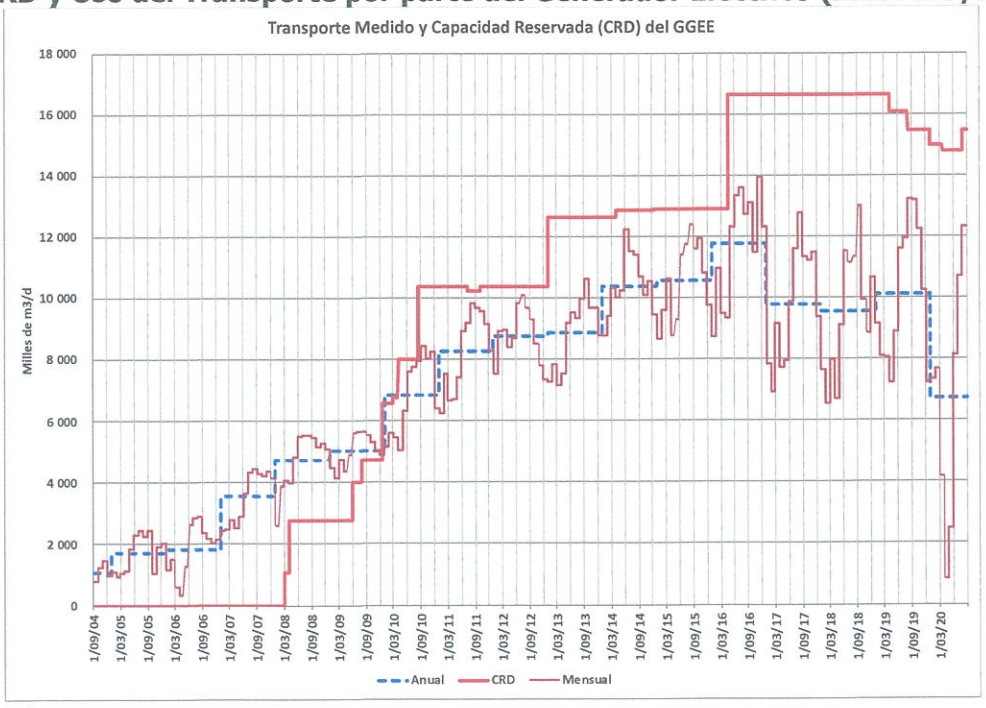
Figura 1.2
CRD y Uso del Transporte por parte del Generador Eléctrico (miles m3/d)