



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

# Resolución Ministerial

N° 175-2020-MINEM/DM

Lima, 15 JUL. 2020

**VISTOS:** Los Informes N° 188-2020-MINEM/DGE y N° 380-2020-MINEM/OGAJ de la Dirección General de Electricidad y la Oficina General de Asesoría Jurídica, respectivamente, y;

**CONSIDERANDO:**

Que mediante el artículo 4 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, se establece que el Ministerio de Energía y Minas es competente, entre otras en materia de energía, que comprende 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, con la finalidad de establecer, entre otros, las disposiciones reglamentarias para el otorgamiento y caducidad de los derechos eléctricos establecidos en la referida Ley;

Que, mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM, se aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, en el cual se establece entre otros, los requisitos y condiciones para la migración del mercado regulado a libre, y viceversa;

Que, mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, se aprueba el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, en el cual se establece las normas reglamentarias para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables;

Que, mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se aprueba el Reglamento de Cogeneración, el cual establece las condiciones para calificar como una central de Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de Cogeneración participen en el Mercado de Corto Plazo;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se



establece, entre otras disposiciones, la referida a los procedimientos para la ejecución de los Proyectos Vinculantes de las actualizaciones del Plan de Transmisión que califican como Refuerzo;



Que, mediante Decreto Supremo N° 044-2014-EM, se implementan medidas a fin que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados;



Que, mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM, se aprueba el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, mediante el cual se establece, entre otras, las normas reglamentarias para el desarrollo de las Licitaciones de Suministro de Electricidad con plazos de anticipación al inicio de suministro mayores a tres (3) años, no habiéndose dictado las disposiciones para la ejecución de las Licitaciones con una anticipación menor;



Que, como resultado del proceso de mejora del marco normativo del subsector electricidad, el proyecto normativo "Decreto Supremo que modifica diversas disposiciones del Subsector Electricidad", tiene por objeto modificar diversas disposiciones del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM; Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM; Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM; Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM; así como el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, con la finalidad de perfeccionar el marco normativo en materia de electricidad;



Que, atendiendo a lo previsto en el artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, corresponde disponer la publicación del proyecto de "Decreto Supremo que modifica diversas disposiciones del Subsector Electricidad", así como de su Exposición de Motivos, en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas, por un plazo de treinta (30) días hábiles, a fin que las entidades públicas, privadas y la ciudadanía en general alcancen sus opiniones, comentarios y/o sugerencias;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; 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



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

# Resolución Ministerial

N° 175-2020-MINEM/DM

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

Disponer la publicación del proyecto "Decreto Supremo que modifica diversas disposiciones del Subsector Electricidad", así como de su Exposición de Motivos, en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas ([www.gob.pe/minem](http://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 treinta (30) días hábiles, contados desde la publicación de la presente resolución.

### Artículo 2.- Mecanismo de participación

Disponer que 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 vía electrónica, con atención a la Dirección General de Electricidad, a la siguiente dirección de correo electrónico: [gcoello@minem.gob.pe](mailto:gcoello@minem.gob.pe).

**Regístrese, comuníquese y publíquese.**

**SUSANA VILCA ACHATA**  
Ministra de Energía y Minas





## DECRETO SUPREMO

### DECRETO SUPREMO QUE MODIFICA DIVERSAS DISPOSICIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

#### **CONSIDERANDO**

Que, de conformidad con lo establecido en el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas;

Que, el numeral 9.1 del artículo 9 de la Ley N° 30705 establece que en el marco de sus competencias el Ministerio de Energía y Minas, tiene entre sus funciones las de aprobar las disposiciones normativas que le correspondan;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se aprueba el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de establecer, entre otros, las disposiciones reglamentarias para el otorgamiento y caducidad de los derechos eléctricos establecidos en la referida Ley;

Que, mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM, se aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, en el cual se establece entre otros, los requisitos y condiciones para la migración del mercado regulado a libre, y viceversa;

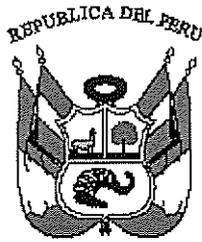
Que, mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, se aprueba el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, en el cual se establece las normas reglamentarias para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables;

Que, mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se aprueba el Reglamento de Cogeneración, el cual establece las condiciones para calificar como una central de Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de Cogeneración participen en el Mercado de Corto Plazo;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece, entre otras disposiciones, la referida a los procedimientos para la ejecución de los Proyectos Vinculantes de las actualizaciones del Plan de Transmisión que califican como Refuerzo;

Que, mediante Decreto Supremo N° 044-2014-EM, se implementan medidas a fin que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones





## DECRETO SUPREMO

temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados;

Que, mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM, se aprueba el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, mediante el cual se establece, entre otras, las normas reglamentarias para el desarrollo de las Licitaciones de Suministro de Electricidad con plazos de anticipación al inicio de suministro mayores a tres (3) años, no habiéndose dictado las disposiciones para la ejecución de las Licitaciones con una anticipación menor;

Que, asimismo, con la finalidad de perfeccionar el marco normativo en materia de electricidad, resulta necesario la modificación de los artículos 73, 95, 112 y 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; modificar el artículo 4 e incorporar el artículo 10 al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM; modificar los artículos 4, 5, 9, 11, 19 y 20 e incorporar el numeral 1.10a y el Título VIII al Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM; modificar los artículos 3 y 14 del Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM; modificar el artículo 4 e incluir una disposición complementaria final al Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, modificar el Título III e incluir el Título VI del Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM y finalmente modificar el artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM;

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

### DECRETA:

#### **Artículo 1.- Modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM**

Modifíquese el literal d) del artículo 73, artículo 95, literal e) del artículo 112 y el literal d) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo al siguiente detalle:

**"Artículo 73.-** La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el artículo 36 de la Ley, sigue el siguiente curso:

(...)

d) El procedimiento de caducidad queda en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el





## DECRETO SUPREMO

inciso b), el concesionario presenta, por única vez a la DGE o al GORE, un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantiza el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto adicional a la Garantía original, según el tiempo adicional que demore el inicio de la POC respecto del plazo previsto en la Concesión, según el siguiente detalle:

- Hasta un año adicional: monto adicional igual al 25%.
- Hasta dos años adicionales: monto adicional igual a 50%.
- Hasta tres años adicionales: monto adicional igual a 75%.
- Hasta cuatro años adicionales: monto adicional igual a 100%.

La solicitud de extensión del plazo, por esta razón, puede ser presentada incluso antes del inicio del procedimiento de caducidad, así como de forma acumulada por otra causa justificada en una Fuerza Mayor o Caso Fortuito.

(...)"

**"Artículo 95.-**La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 deriva de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

En casos de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que exceden a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones, superar el límite de operación de los principales enlaces del SEIN; y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.

Constituye Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, lo siguiente:





## DECRETO SUPREMO

- a) Que no es posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte de este, con los parámetros operativos normales;
- b) Que por la aplicación de los límites de operación de los principales enlaces del SEIN, resulte necesario, para abastecer una zona del SEIN, recurrir a despachar unidades con mayores Costos Variables, no obstante haber disponibilidad de energía con menor Costo Variable que podría ser transmitida desde otras zonas si se superan los límites referidos;
- c) Que pueden existir situaciones de restricción o congestión en el sistema de transmisión-transformación del SEIN, que pueden devenir en consecuencias negativas en la operación económica y/o segura del SEIN, si no se adoptan acciones oportunas.

Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional debe tomar las acciones y adoptar las medidas más eficientes, dentro de las alternativas técnicas disponibles orientadas a superar la Situación Excepcional de manera eficaz, según la información disponible y la situación operativa del sistema eléctrico involucrado.

Para el caso descrito en el literal c), el COES debe identificar si se requiere el traslado temporal de equipos del SEIN para superar la Situación Excepcional, lo que se debe comunicar al Ministerio de Energía y Minas, con una anticipación no menor a 6 meses, señalando los riesgos a que está expuesto el SEIN de no adoptarse las medidas identificadas en forma oportuna. Recibida la comunicación, el Ministerio de Energía y Minas procede a iniciar los mecanismos de modificación y/o ejecución contractual que sean necesarios. Adicionalmente, el COES puede, en el marco de la Situación Excepcional, disponer la coordinación de la operación de unidades de generación, que encontrándose conectadas al SEIN, no cuentan con el certificado de operación comercial. En este supuesto, los costos son determinados y retribuidos de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, o el que lo sustituya.

Osinergrmin en el marco de sus competencias, supervisa y fiscaliza las acciones adoptadas por el COES, desde el inicio y mientras dure el periodo de Situación Excepcional. Para tal efecto elabora el Procedimiento de supervisión correspondiente.”

**“Artículo 112.-** Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será es determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

(...)

“e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será es fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la





## DECRETO SUPREMO

oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá debe considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El Margen de Reserva actualizado debe incluir a las unidades de generación que se necesitan para mantener un alto nivel de disponibilidad, según lo que defina el COES, para el suministro de energía en situaciones hidrológicas de año seco o de desabastecimiento de Gas Natural para el mercado interno. A propuesta del COES puede actualizarse anualmente el Margen de Reserva determinado por el Ministerio.

**“Artículo 139.-** Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el artículo 27 de la Ley N 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

### **d) Frecuencia de Revisión y Actualización**

(...)

VI.2) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión o ejecutados directamente por el Ministerio, conforme a la normativa sobre la materia.”

### **Artículo 2.- Modificación del Reglamento de Usuarios Libres aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM**

Modifíquese el artículo 4 e incorpórese el artículo 10 del Reglamento de Usuarios Libres aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM, en los siguientes términos:

### **“Artículo 4.- Requisitos y Condiciones**

4.1 El cambio de condición sólo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hace efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:





## DECRETO SUPREMO

- a. El Usuario comunica por escrito a su Suministrador actual su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición. Dicha comunicación será efectuada con copia a Osinergmin, para fines de supervisión y fiscalización.
  - b. El cambio de condición no es efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.
- 4.2. El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.
- 4.3. El Usuario Libre que supere los 2500 kW debe contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para atender su potencia contratada.
- 4.4. Los Usuarios Libres con una máxima demanda igual o menor a 2500 kW, deben contar con equipos de medición y protección adecuados para su potencia contratada. En el caso se requiera la instalación de un equipo de limitación de potencia, este puede ser instalado en media o baja tensión, a elección del Usuario.

Mientras los equipos del Usuario permitan un incremento de potencia dentro de los rangos admisibles, no corresponde a la Distribuidora exigir nuevo equipamiento. Las controversias que pudieran surgir son resueltas por el Osinergmin, de acuerdo con la normativa sobre la materia.”

### **“Artículo 10.- Prohibición de actos discriminatorios**

10.1. La Distribuidora debe brindar igualdad de trato y servicio, a los Usuarios de la infraestructura eléctrica del Distribuidor.

10.2. Osinergmin norma, supervisa y fiscaliza la actuación de los Distribuidores en la atención de las solicitudes vinculadas a aspectos operativos y comerciales, con la finalidad de evitar la existencia de tratos discriminatorios entre los Usuarios Libres ubicados en el área de concesión del Distribuidor.”

### **Artículo 3.- Modificación del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM**

Modifíquese los artículos 5 y 19 e incorpórese el numeral 1.10.a al artículo 1, el último párrafo en los artículos 4 y 9, y el Título VIII del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM, en los siguientes términos:





## DECRETO SUPREMO

### "Artículo 1.- Definiciones

(...)

**1.10.a Energía Garantizada:** Para las centrales que utilizan tecnología geotérmica, es la cantidad de energía activa anual, expresada en MWh, que la Sociedad Concesionaria declara poder producir de forma segura para el siguiente año de operación y tiene como límite superior la Energía Adjudicada. En caso que el generador RER no realice su declaración anual respecto a su Energía Garantizada se prorroga la vigencia de la última declaración presentada.

(...)"

### "Artículo 4.- Energía Requerida

(...)

Adicionalmente, el Ministerio puede subastar el suministro de energía procedente de fuentes geotérmicas en una determinada área geográfica que sea de libre disponibilidad para realizar la actividad de explotación de los recursos geotérmicos."

### "Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida para cada Subasta

El Ministerio define el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables, para cuya elaboración se utilizan los criterios y metodología aprobados por el Ministerio."

### "Artículo 9.- Convocatoria a Subasta

(...)

El Ministerio, a propuesta del COES, en las Bases define los límites de variación o inyección de potencia de las centrales RER no gestionables, en las Barras del SEIN para garantizar la operación confiable.

(...)"

### "Artículo 19.- Ingreso por Energía

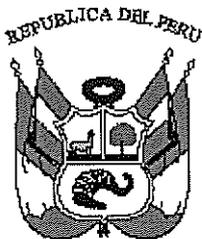
(...)

19.4. A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, el titular por única vez, puede solicitar al Ministerio la reducción de su Energía Adjudicada, por una cantidad máxima correspondiente al promedio de su producción histórica acreditada hasta la fecha de solicitud.

(...)

19.7. El COES efectúa y remite a Osinergmin, antes del 15 de febrero de cada año, un informe de liquidación anual de los pagos a los Generadores RER de acuerdo a lo establecido en el numeral anterior. Antes de remitir dicho informe,





## DECRETO SUPREMO

el COES somete a consulta de los Generadores RER los resultados obtenidos, e incluye un proceso de ajuste y validación de los resultados. Para tal fin, el COES debe elaborar el procedimiento correspondiente.”

### “TÍTULO VIII

#### **Promoción de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica**

##### **Artículo 27.- Medidas de promoción**

27.1. Las Subastas para promover centrales RER que utilizan tecnología geotérmica se desarrollan siguiendo las disposiciones establecidas en los Títulos I, II y IV del presente Reglamento.

Adicionalmente, en las Bases del proceso de Subasta se pueden establecer las siguientes medidas de promoción:

- a. El reemplazo por única vez del proyecto adjudicado, por otro proyecto geotérmico RER propuesto por la Sociedad Concesionaria hasta el límite de la Energía Adjudicada, previa aprobación del MINEM, en caso el proyecto original se vuelva inviable técnica o económicamente por causas no imputables a la Sociedad Concesionaria.
- b. El ajuste de los cronogramas ante eventos originados por causas de fuerza mayor, caso fortuito, o por condiciones físicas, técnicas o geológicas del proyecto que imposibiliten su ejecución dentro de los plazos establecidos y que estas sean originadas por causas no imputables a la Sociedad Concesionaria. Para dichos casos no se aplican penalidades.
- c. El derecho a resolver el Contrato sin ninguna penalidad, ni ejecución de garantías, en caso de que la Sociedad Concesionaria identifique la inviabilidad técnica y/o económica del proyecto, una vez concluida la etapa de perforación, correspondiente a la actividad de exploración de recursos geotérmicos.

27.2. Para la obtención de la concesión definitiva por parte de titulares de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica resulta aplicable el Título III del presente Reglamento.

Adicionalmente, los titulares de proyectos geotérmicos derivados de las Subastas RER pueden solicitar, hasta treinta (30) días hábiles antes de la fecha de vencimiento de la Fase II de la autorización para la exploración de recursos geotérmicos, la devolución de la garantía indicada en el inciso 2 del artículo 17 del Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2010-EM, si luego de realizar los estudios, obras o trámites que correspondan, presentan un estudio técnico-económico que demuestre la inviabilidad de continuar con el proyecto, cuando dicha inviabilidad se genere por causas no imputables al titular.





## DECRETO SUPREMO

27.3. Para la determinación de los ingresos por energía, potencia, Prima RER y pago por el uso de redes de transmisión y distribución por parte de los titulares de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica, resultan aplicables las disposiciones establecidas en el Título V del presente Reglamento, considerando lo siguiente:

- a. Para efectos de determinar el monto anual por Prima, la valorización de sus Inyecciones Netas de Energía, es hasta el límite de la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada.
- b. Para la aplicación del Factor de Corrección, se considera la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada."

### **Artículo 4.- Modificación del Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM**

Modifíquese los artículos 3 y 14 del Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM, en los siguientes términos:

#### **"Artículo 3.- Definiciones y Glosario de Términos**

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tienen el significado que a continuación se indica:

**"3.1. Autoconsumo de Potencia.-**Es la parte de la potencia eléctrica, producida por el propio Cogenerador, destinada a su proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. La potencia autoconsumida es medida y registrada de manera independiente de lo producido por el Cogenerador. En todo momento, el Autoconsumo de Potencia no puede ser superior a la potencia entregada al SEIN por la central cogeneradora."

(...)"

**"3.2. Autoconsumo de Energía.-** Es la parte de la energía eléctrica, producida por el propio Cogenerador, destinada a su proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. La energía autoconsumida, es medida y registrada de manera independiente de lo producido por el Cogenerador. En todo momento, el Autoconsumo de Energía no puede ser superior a la energía entregada al SEIN por la central cogeneradora."

#### **"Artículo 14.- Tratamiento de una Central de Cogeneración Calificada sin producción de Calor útil asociado**

Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté operando para producir Calor Útil, está sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas del SEIN. Para este efecto, el Cogenerador debe informar al COES si la central está o no disponible para operar en esas condiciones. El COES adecua los procedimientos correspondientes para tomar en





## DECRETO SUPREMO

consideración las distintas modalidades de operación de las Centrales de Cogeneración Calificadas.

Todo consumo de electricidad para el proceso productivo que no sea abastecido por la Central de Cogeneración debe ser respaldado mediante contratos de suministro con Generadores y/o Distribuidores que tengan la condición de Participante en el Mercado Mayorista de Electricidad.

En los periodos en que la Central de Cogeneración se encuentre en mantenimiento por autorización del COES, el Cogenerador puede efectuar retiros en el Mercado Mayorista de Electricidad, por un plazo máximo que es definido en el Procedimiento Técnico correspondiente."

### **Artículo 5.- Modificación del Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM**

Modifíquese el artículo 4 e incorpórese la segunda disposición complementaria final al Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, de acuerdo al siguiente texto:

#### **"Artículo 4.- Manifestación de interés para la ejecución de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión**

4.1 A partir de la entrada en vigencia del Plan de Transmisión, los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, que no constituyan Refuerzos, cuentan con un plazo no prorrogable de noventa (90) días calendario, para manifestar su interés de construir y operar dichas instalaciones, mediante comunicación escrita a la Dirección acompañada con una carta fianza a favor del Ministerio por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado en el Anteproyecto del proyecto indicado en el Plan de Transmisión y con una validez de ciento ochenta (180) días calendario.

4.2 En caso de concurrencia de manifestaciones de interés, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del plazo anterior, el Ministerio inicia la selección del Agente habilitado para la implementación del Proyecto Vinculante, considerando para dichos efectos el menor plazo propuesto para la ejecución del proyecto.

4.3 Después de registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, éste cuenta con un plazo máximo de sesenta (60) días calendario para presentar el cronograma de ejecución de las obras detallado, con la indicación de las fechas de inicio y puesta en operación comercial. La fecha de inicio debe estar comprendida, como máximo, dentro de los cinco (5) días siguientes a la presentación del cronograma y el plazo hasta la puesta en operación comercial





## DECRETO SUPREMO

no debe superar el plazo de implementación previsto en el cronograma del Anteproyecto.

4.4 En los casos en que el Agente no presente el cronograma de ejecución de las obras cumpliendo los requerimientos y dentro del plazo indicado en el numeral 4.3, o no cumpla con la fecha de la puesta en operación comercial, se ejecuta la fianza indicada en 4.1, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

4.5 En los casos a que se refiere el numeral precedente, el Ministerio o en su caso PROINVERSION, proceden a licitar la instalación y quedan autorizados a utilizar los estudios, certificados, permisos y otra documentación que el solicitante originario hubiera presentado como parte del trámite para obtener la concesión definitiva de transmisión. En las Bases de la licitación se establece el monto que el adjudicatario de la buena pro debe reembolsar al solicitante originario antes de la firma del Contrato de Concesión de SGT.”

### **Artículo 6.- Modificación del Decreto Supremo N° 044-2014-EM**

Modifíquese el artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM, en los siguientes términos:

### **“Artículo 3.- Implementación de Medidas Temporales**

Las solicitudes previstas en el numeral 2.1 del artículo 2, que presentan el COES y las empresas públicas de distribución al Ministerio de Energía y Minas para la implementación de Medidas Temporales, deberán incluir la propuesta de la solución técnica que se requiere adoptar con la finalidad de garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente del Servicio Público de Electricidad.

Los costos totales, incluyendo los costos financieros, que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Nacional, conforme se establece en los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970.

La empresa encargada de desarrollar las medidas temporales señaladas en el párrafo anterior, será responsable de ejecutar los procesos de contratación correspondientes, de conformidad con la legislación de la materia y los procedimientos aprobados por Osinergmin. Los costos resultantes de estos procesos, incluyendo los costos de operación y mantenimiento, serán reconocidos en la correspondiente regulación, en la que se determinará el cargo y sus condiciones de aplicación, para lo que se descontarán los ingresos temporales por prestaciones de servicios resultantes y/o compensaciones que tengan lugar, de conformidad con la normatividad aplicable.





## DECRETO SUPREMO

### **Artículo 7.- Modificación del Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N°052-2007-EM**

Modifíquese la denominación del Título III, e incorpórese el Título VI del Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM, de acuerdo al siguiente detalle:

**"TÍTULO III PREPARACIÓN DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO (...)"**

**"TÍTULO VI LICITACIONES DE CORTO PLAZO**

### **Artículo 21.- Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años**

La Distribuidora puede iniciar el proceso de licitación de corto plazo en cualquier momento, para lo cual debe utilizar las bases estandarizadas aprobadas por Osinergmin.

Las etapas contempladas para las licitaciones de corto plazo son las siguientes: convocatoria a Licitación, venta de Bases, acto de precalificación, comunicación de precalificación, apertura de propuestas y adjudicación de la buena pro, firma de contratos y publicación de los resultados.

El desarrollo del proceso de licitación es electrónico y no puede exceder el plazo de treinta (30) días calendario hasta la etapa de adjudicación."

### **Artículo 8.- Vigencia**

El presente decreto supremo entra en vigencia al día siguiente de publicado en el diario oficial El Peruano.

### **Artículo 9.- Refrendo**

El presente Decreto Supremo es refrendado por la Ministra de Energía y Minas.

## DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

### **Primera.-Supervisión y fiscalización de las solicitudes de cambio de condición de Usuarios**

En caso la Distribuidora haya otorgado un plazo de pre-aviso menor a doce (12) meses a un Usuario determinado, el Osinergmin debe efectuar las acciones de supervisión y fiscalización correspondientes.





## DECRETO SUPREMO

### **Segunda.- Implementación de los esquemas de rechazo de carga**

Dentro del plazo de seis (06) meses, el COES presenta al Ministerio de Energía y Minas, un estudio que determine el límite de la potencia de suministro para el cual es obligatorio la implementación de los esquemas de rechazo de carga.

### **Tercera.- Manifestación de interés para la ejecución de proyectos nuevos de los Planes de Transmisión aprobados**

Dentro de un plazo de noventa (90) días calendario contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, cualquier Agente puede manifestar su interés en ejecutar algún Proyecto Vinculante de las actualizaciones del Plan de Transmisión, que no constituyan Refuerzos, y que aún no hayan sido incorporados al proceso de promoción de la inversión privada, conforme a lo dispuesto en la normatividad sobre la materia. Para dichos efectos, resulta aplicable lo dispuesto en el artículo 4 de Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM.”

### **Cuarta.- Ejecución de proyectos del Plan de Inversiones por el Ministerio de Energía y Minas**

Dentro de un plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, los Titulares de las Áreas de Demanda bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), pueden solicitar al Ministerio de Energía y Minas, que asuma la ejecución de los proyectos del Plan de Inversiones aprobados por Osinergmin, que no se encuentren en la fase de ejecución.

En caso que el Ministerio de Energía y Minas acepte la solicitud, el Titular del Área de Demanda interesado deberá adjuntar la información técnica que se haya generado hasta la fecha respecto de los proyectos cuya ejecución asumirá el Ministerio de Energía y Minas, dentro de un plazo de cinco (5) días, caso contrario, el proyecto será devuelto al Titular del Área de Demanda.

El ciclo de inversión de los proyectos de inversión pública al que hace referencia el Decreto Legislativo N° 1252, Decreto Legislativo que crea el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones estará a cargo de la Dirección General de Electrificación Rural, conforme a lo establecido en el literal s) del artículo 73 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias.

### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS**

**Primera.-** En un plazo de noventa (90) días, el Osinergmin aprueba los Procedimientos que sean necesarios para la aplicación del presente Decreto Supremo.





## DECRETO SUPREMO

**Segunda.-** El COES dentro del plazo de sesenta (60) días, presenta la propuesta de modificación de los Procedimientos Técnicos COES que resulten necesarios para la aplicación del presente Decreto Supremo.

Dado en Casa de Gobierno, en Lima, a los



# EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

## DECRETO SUPREMO QUE MODIFICA DIVERSAS DISPOSICIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD

### ANTECEDENTES

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

Con la publicación de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, el 23 de julio de 2006, se declaró que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Las indicadas normas constituyen la base sobre la que está construida la normativa que regula la actividad eléctrica en nuestro país. Como puede apreciarse de sus fechas de publicación, ambas están vigentes desde hace más de 28 y 13 años, respectivamente. Ambas normas se encuentran debidamente reglamentadas y a través de dicha reglamentación, se vienen adecuando a las necesidades del sector eléctrico, sin transgredir ni desnaturalizar los alcances de las normas legales de base citadas.

En dicho proceso de adecuación y mejora de la normativa, se ha advertido que una serie de normas reglamentarias deben ser modificadas para cumplir con los objetivos previstos en las indicadas leyes.

En tal sentido, el propósito de la norma que se sustenta es la modificación de los artículos 73, 95, 112 y 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; modificar el artículo 4 e incorporar el artículo 10 al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM; modificar los artículos 4, 5, 9, 11 y 19 e incorporar el numeral 1.10a y el Título VIII al Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM; modificar los artículos 3 y 14 del Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM; modificar el artículo 4 e incluir una disposición complementaria final al Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Modificar el Título III e incluir el Título VI del Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM y finalmente Modificar el artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM.

A continuación, se fundamentarán cada una de las modificaciones al marco normativo que se han mencionado. El texto modificado se muestra subrayado.

#### **I. Modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

##### **a) Modificación del artículo 73 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

## DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR

El artículo 73 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) señala lo siguiente:

**Artículo 73.-** *La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el artículo 36 de la Ley, seguirá el siguiente curso:*

(...)

*d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la DGE o al GORE un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantiza el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a:*

- 1. Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de ejecución de Obras no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.*
- 2. Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.*

(...)

El artículo 73 establece que para evitar la caducidad de la concesión ante el incumplimiento de la fecha de inicio de obras, se debe presentar una garantía por valores fijos que no dependen de la magnitud del proyecto, que puede resultar razonable tratándose de proyectos de gran magnitud, pero desproporcionado tratándose de proyectos con bajos niveles de inversión.

Adicionalmente, el reglamento vigente establece que el plazo máximo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es de 2 años.

## FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA

La propuesta consiste en mejorar la aplicación del principio de razonabilidad previsto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG) durante la tramitación del procedimiento de caducidad de concesiones, estableciendo para estos efectos, montos diferenciados para el incremento de la garantía de fiel cumplimiento del nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, en función de los años en que se posterga la Puesta en Operación Comercial (POC) y del nivel de inversión del proyecto.

Por otra parte, con la finalidad de impulsar el desarrollo de los proyectos eléctricos, se debe establecer un mayor plazo para la definición de la nueva fecha de POC. Por ello se propone, ampliar el número de años para que se logre la POC.

En tal sentido, con la finalidad de garantizar el principio de razonabilidad durante la tramitación del procedimiento de caducidad de concesiones, se propone la siguiente mejora normativa:



**"Artículo 73.-** La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el artículo 36 de la Ley, seguirá el siguiente curso:



(...)

d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta, por única vez a la DGE o al GORE, un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantiza el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a la Garantía original, según el tiempo adicional que demore el inicio de la POC respecto del plazo previsto en la Concesión:

- Hasta un año adicional: monto adicional igual al 25%.
- Hasta dos años adicionales: monto adicional igual a 50%.
- Hasta tres años adicionales: monto adicional igual a 75%.
- Hasta cuatro años adicionales: monto adicional igual a 100%".

La solicitud de extensión del plazo por esta razón puede ser presentada incluso antes del inicio del procedimiento de caducidad, así como de forma acumulada por otra causa justificada en una Fuerza Mayor o Caso Fortuito.

(...)

## **ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en los concesionarios que están incursos o a punto de incurrir en un procedimiento de caducidad y tienen como objetivo lograr la ejecución del proyecto eléctrico, y el MINEM, en su calidad de promotor de las inversiones en el sector eléctrico.

Asimismo, la solicitud de extensión del plazo por esta razón puede ser presentada incluso antes del inicio del procedimiento de caducidad, así como de forma acumulada por otra causa justificada en una Fuerza Mayor o Caso Fortuito. Esto tiene como propósito facilitar la ejecución de proyectos.

La aplicación de la medida propuesta tiene costos mucho menores a los actuales para los administrados que se acojan al procedimiento de presentación de un Calendario de Ejecución de Obras, por el contrario conlleva beneficios para los que por algún imprevisto (fuerza mayor o por hecho propio) se hayan retrasado en la fecha de POC del proyecto eléctrico.

La regulación vigente tiene como efecto que proyectos de 10 Millones de USD tengan que afrontar garantías de fiel cumplimiento (garantía original más incrementos) que alcanzan el 129.36% del presupuesto del proyecto, siendo que para proyectos de hasta 700 Millones de USD dicho porcentaje llega al 1.93%.



## Cuadro N° 2

Datos generales	
TC (PEN/USD)	3.35
UIT (2020)	S/ 4,300
Tope UIT	500
Primer Incremento (UIT)	5,000
Segundo Incremento (UIT)	10,000

### Régimen actual

Valor del Proyecto (UIT)	Valor del Proyecto (USD)	GFC Original (USD)	% GFC Original / Presupuesto del Proyecto	1° Incremento (5000 UIT) (USD)	Feet 1° Incremento (USD)	% GFC Original + 1° Incremento / Presupuesto del Proyecto	2° Incremento GFC (10 000 UIT) (USD)	% (GFC Original + 2° Incremento / Presupuesto del Proyecto)
7,791	\$ 10,000,000	\$ 100,000	1.0%	\$ 6,417,910	\$ -320,896	65.18%	\$ 12,835,821	129.36%
46,744	\$ 60,000,000	\$ 600,000	1.0%	\$ 6,417,910	\$ -320,896	11.70%	\$ 12,835,821	22.39%
50,000	\$ 64,179,104	\$ 641,791	1.00%	\$ 6,417,910	\$ -320,896	11.00%	\$ 12,835,821	21.00%
54,535	\$ 70,000,000	\$ 641,791	0.92%	\$ 6,417,910	\$ -320,896	10.09%	\$ 12,835,821	19.25%
545,349	\$ 700,000,000	\$ 641,791	0.09%	\$ 6,417,910	\$ -320,896	1.01%	\$ 12,835,821	1.93%

Fuente: Elaboración propia

La propuesta normativa reduce el impacto de los incrementos, siendo que para proyectos de 10 Millones de USD el porcentaje que representa la garantía de fiel cumplimiento (original más incrementos) alcanza el 2% y para proyectos de hasta 700 Millones de USD alcanza el 1.09%. El desglose es el siguiente:

## Cuadro N°

Valor del Proyecto (UIT)	Valor del Proyecto (USD)	GFC Original (USD)	% GFC Original / Presupuesto del Proyecto	Incremento GFC 25%	% GFC Original + Incremento GFC 25% / Presupuesto del Proyecto	Incremento GFC 100%	% GFC Original + Incremento GFC 100% / Presupuesto del Proyecto
7,791	\$ 10,000,000	\$ 100,000	1.0%	\$ 25,000	1.25%	\$ 100,000	2.00%
46,744	\$ 60,000,000	\$ 600,000	1.0%	\$ 150,000	1.25%	\$ 600,000	2.00%
50,000	\$ 64,179,104	\$ 641,791	1.00%	\$ 160,448	1.25%	\$ 641,791	2.00%
54,535	\$ 70,000,000	\$ 641,791	0.92%	\$ 175,000	1.17%	\$ 700,000	1.92%
545,349	\$ 700,000,000	\$ 641,791	0.09%	\$ 1,750,000	0.34%	\$ 7,000,000	1.09%

Fuente: Elaboración propia

En dicho contexto, la propuesta afianza la aplicación del principio de razonabilidad, manteniendo la vigencia de los derechos eléctricos involucrados, evitando las actividades de reinicio y recuperación del proyecto.



En el caso del Estado, la propuesta tiene como eventual costo, el retraso en que se obtenga la fecha de POC de los proyectos eléctricos que impactará en una menor disponibilidad del servicio que se prestará con la infraestructura eléctrica. Sin embargo, esto se compensa ampliamente con los beneficios que resultan de reducir el riesgo de los inversionistas, y en el logro de la ejecución de los proyectos, lo que redundará en mayor cantidad de inversiones en el sector eléctrico.

Debe tenerse en cuenta que, los inversionistas tienen como incentivo natural ejecutar las instalaciones en el menor plazo posible, ya que a partir de la POC, empiezan a recibir los beneficios del proyecto, por lo que, tener garantías adicionales de cumplimiento que no se relacionan con el monto de la inversión y con plazos de extensión de la caducidad muy acotados, puede impactar negativamente en la posibilidad de fomentar nuevos proyectos de inversión.

## **b) Modificación del artículo 95 del RLCE**

### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

El artículo 95 del RLCE señala lo siguiente:

*"Artículo 95.- La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.*

*En casos de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que exceden a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones, superar el límite de operación de los principales enlaces del SEIN; y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.*

*Constituye Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo, con los parámetros operativos normales. Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional, debe proceder con adoptar las acciones y realizar las maniobras descritas en el párrafo precedente.*

*También constituye Situación Excepcional aquella situación en la cual el COES identifique que, por la aplicación de los límites de operación de los principales enlaces del SEIN, resulte necesario, para abastecer una zona del SEIN, recurrir a despachar unidades con mayores Costos Variables, no obstante haber disponibilidad de energía con menor Costo Variable que podría ser transmitida desde otras zonas si se superan los límites referidos.*

*Osinermin en el marco de sus competencias, supervisa y fiscaliza las acciones adoptadas por el COES, desde el inicio del periodo de Situación Excepcional."*



El artículo 95 del RLCE establece criterios para que el COES resuelva los problemas calificados como Situación Excepcional, detallando una serie de supuestos, entre los cuales no se ha incluido la posibilidad de traslado temporal de equipos para garantizar la seguridad del suministro en zonas delimitadas, traslado que se vuelve necesario, a fin de mitigar los posibles efectos de las demoras en la ejecución de las obras del Plan de Inversiones en Transmisión.

A pesar de las medidas que se pueden tomar para una correcta operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es probable que como parte de su operación se presenten situaciones excepcionales, en las que es necesario adoptar medidas o tomar acciones para que la continuidad del suministro eléctrico a los Usuarios no sea interrumpida ni total ni parcialmente.

Estas situaciones pueden surgir por diversas razones; pero su característica común es que son de carácter temporal; es decir, se resuelven una vez que se supere la causa que las origina; sin embargo, generan situaciones de riesgo de restricción del suministro a los Usuarios mientras éstas permanecen.

En este sentido, cuando se identifica una situación excepcional se requiere que el Operador del Sistema (el COES) pueda adoptar medidas o realizar acciones de corto plazo que mitiguen o eliminen el riesgo de afectar la continuidad del suministro a los Usuarios, haciendo uso de las atribuciones que le da la normativa vigente. Una situación excepcional también se puede manifestar cuando se presentan restricciones o congestiones en el sistema de transmisión y/o transformación del SEIN.

En el año 2019, se han suscitado dos casos importantes por restricciones en la capacidad de transmisión - transformación y/o suministro, uno en el Sistema Eléctrico Paíta – Sullana y otro en el Sistema Eléctrico asociado a la Subestación Independencia, que han derivado en situaciones de grave deficiencia al suministro eléctrico declaradas por el MINEM. No obstante, mientras el sistema opere se tendrá siempre latente la posibilidad de que se presenten nuevas situaciones de restricciones en el sistema de transformación y/o distribución en cualquier zona del país, y en tales casos es necesario que el COES cuente con las atribuciones necesarias para evitar que, cuando le corresponde intervenir, pueda disponer las acciones apropiadas para garantizar la continuidad del suministro eléctrico a los Usuarios.

Dependiendo de las características particulares de cada caso, para superar una situación excepcional se puede requerir que determinadas instalaciones de transmisión y/o transformación operen con sobrecargas temporales, como una medida de implementación inmediata; y/o que se adopten configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema; sin embargo, en otros casos puede ser necesario que determinadas unidades de generación y/o transformación que forman parte del SEIN, pero que no se requieren para la operación normal del mismo, sean requeridas de manera temporal para superar dicha situación excepcional. En estos casos, conviene hacer uso de tales equipos a fin de evitar la afectación del suministro a los usuarios, sin embargo corresponde reconocer al propietario los gastos en los que se incurriría por su uso.

No obstante lo señalado previamente, el texto actual del artículo 95 del RLCE no precisa que también constituyen situaciones excepcionales, aquellas situaciones que se originan por restricciones en el sistema de transmisión y/o transformación del SEIN. Del mismo modo, tampoco faculta al COES para utilizar las unidades de generación y/o transformación que encontrándose disponibles no están bajo su mandato en situaciones normales. A pesar



de que el uso de tales equipos es una alternativa que se podría emplear con el fin de evitar restricciones del suministro a los usuarios del sistema.

## FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA

La propuesta consiste en realizar modificaciones en el artículo 95 del RLCE, con el fin de precisar que las situaciones en las que se tienen restricciones temporales en el sistema de transmisión-transformación del SEIN también constituyen situaciones excepcionales.

Asimismo, facultar al COES para que pueda utilizar las unidades de generación y/o transformación que encontrándose disponibles no están bajo su mandato en situaciones normales, reconociendo a sus propietarios, los costos que deben ser cubiertos con el objeto de superar la Situación Excepcional. Esto implica autorizar al COES a disponer el traslado temporal de equipos de transmisión-transformación para garantizar la seguridad del suministro en zonas delimitadas, y efectuar la coordinación de la operación de todas las unidades de generación disponibles. En estos casos, cuando corresponda, los costos en los que se incurra por las disposiciones del COES, serán determinados y asignados a la demanda en aplicación del Decreto Supremo N° 044-2014-EM, que regula la implementación de medidas destinadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el SEIN.

En este sentido, a partir de la vigencia de la propuesta normativa, en tales situaciones no se perjudicaría la continuidad del suministro a los Usuarios que se ubiquen en las zonas afectadas.

En tal sentido, el texto considerado es el siguiente:

**"Artículo 95.-** *La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.*

*En casos de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que exceden a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones, superar el límite de operación de los principales enlaces del SEIN; y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.*

*Constituye Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, lo siguiente:*

- a) Que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte de este, con los parámetros operativos normales;*
- b) Que por la aplicación de los límites de operación de los principales enlaces del SEIN, resulte necesario, para abastecer una zona del SEIN, recurrir a*



*despachar unidades con mayores Costos Variables, no obstante haber disponibilidad de energía con menor Costo Variable que podría ser transmitida desde otras zonas si se superan los límites referidos;*

- c) Que pueden existir situaciones de restricción o congestión en el sistema de transmisión-transformación del SEIN, que pueden devenir en consecuencias negativas en la operación económica y/o segura del SEIN, si no se adoptan acciones oportunas.*

*Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional debe tomar las acciones y adoptar las medidas más eficientes, dentro de las alternativas técnicas disponibles orientadas a superar la Situación Excepcional de manera eficaz, según la información disponible y la situación operativa del sistema eléctrico involucrado.*

*Para el caso descrito en el literal c) anterior, el COES debe identificar si se requiere el traslado temporal de equipos del SEIN para superar la Situación Excepcional, lo que se debe comunicar al Ministerio de Energía y Minas, con una anticipación no menor a 6 meses, señalando los riesgos a que está expuesto el SEIN de no adoptarse las medidas identificadas en forma oportuna. Recibida la comunicación, el Ministerio de Energía y Minas procede a iniciar los mecanismos de modificación y/o ejecución contractual que sen necesarios.*

*Adicionalmente, el COES podrá, en el marco de la Situación Excepcional, disponer la coordinación de la operación de unidades de generación, que encontrándose conectadas al SEIN, no cuentan con el certificado de operación comercial.*

*En el caso descrito en el literal c), los costos son determinados y retribuidos de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, o el que lo sustituya.*

*Osinergmin en el marco de sus competencias, supervisa y fiscaliza las acciones adoptadas por el COES, desde el inicio y mientras dure el periodo de Situación Excepcional. Para tal efecto elabora el Procedimiento de supervisión correspondiente.”*

Asimismo, para una debida aplicación de la modificación propuesta, se ha considerado la siguiente Disposición Final Complementaria:

***Cuarta.- Disposiciones del COES en Situación Excepcional para titulares de transmisión construidos y operados al amparo de las normas de promoción de la inversión privada***

*Lo dispuesto en el quinto párrafo del artículo 95 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, es aplicable a todos los titulares de infraestructura de transmisión de energía eléctrica, incluso, a los titulares de instalaciones de transmisión construidas y operadas al amparo de los Contratos de Concesión derivados de las normas de promoción de la inversión privada. De ser el caso, el Ministerio podrá gestionar con los respectivos concesionarios, las modificaciones contractuales que se requieran.*

## **ANÁLISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en los Usuarios del SEIN que deben recibir el suministro eléctrico en condiciones de calidad y seguridad; los Generadores que no cuentan



con el Certificado de Operación Comercial; y, el COES, en su calidad de coordinador de la operación del sistema.

La propuesta de modificación normativa precisa que los costos determinados para superar situaciones excepcionales, en los casos de restricciones de transmisión-transformación del SEIN, cuando corresponda serán asignados a la demanda en aplicación del Decreto Supremo N° 044-2014-EM. En estos casos los costos serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, que es asumido por toda la demanda que es atendida por el SEIN, hasta que se cubra el pago por las medidas que se implementen. En este sentido, es necesario que la implementación de los proyectos previstos en los planes de expansión del sistema de transmisión se efectúe en las fechas programadas a efectos de evitar posibles restricciones en el suministro.

La aplicación de la medida propuesta tiene costos económicos para los Usuarios; sin embargo, dichos costos son menores al beneficio que significa evitar la pérdida del servicio eléctrico. Sobre este particular, el costo de racionamiento del servicio es significativamente mayor a los costos que devendrían como resultado del traslado o uso de equipos que resultarían de la aplicación de la medida propuesta.

En el caso de los Generadores que no cuentan con el Certificado de Operación Comercial, no se genera ningún costo, dado que su participación está limitada a su forma usual de operación, solo que en este caso, bajo la coordinación del COES.

En el caso del COES, no se genera ningún costo, dado que forma parte de sus funciones el coordinar la operación en el mediano y corto plazo del SEIN, para lo cual recibe los aportes económicos de los agentes establecidos en el artículo 19 de la Ley 28832.

Debe tenerse en cuenta que la seguridad del sistema es primordial para el abastecimiento del servicio eléctrico y cualquier medida técnica para garantizar la continuidad del servicio es mejor que no realizar ninguna acción debido a que significaría el corte del servicio, cuyo costo para el Usuario es el costo de racionamiento que puede, de acuerdo con la última fijación de Precios en Barra alcanzar el valor aproximado de 750 USD/MWh (mientras que el Precio en Barra de Energía en la Barra Santa Rosa 220 kV es de aproximadamente 50 USD/MWh)

En conclusión, los costos de implementar la medida propuesta son claramente inferiores al costo de racionamiento.

### c) **Modificación del artículo 112 del RLCE**

#### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

El artículo 112 del RLCE, señala lo siguiente:

*Artículo 112.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:*

(...)

*e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad,*

*confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.*

*El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."*

Existe la necesidad de mantener en el SEIN reserva de generación de base que se requiere para afrontar situaciones hidrológicas de año seco o de desabastecimiento de Gas Natural para el mercado interno. Al respecto el artículo 112 del RLCE establece que el Ministerio debe fijar dicho margen cada cuatro años, o cuando ocurra un cambio sustancial en el balance de oferta – demanda del SEIN. No obstante ello, la experiencia muestra que ha sido necesario fijar el margen de reserva con un frecuencia menor a los cuatro años para adecuarse de mejor manera a la evolución de la demanda, ya que fijar un margen con una anticipación de cuatro años puede hacer necesario realizar un ajuste al margen prefijado, para responder de mejor manera a las necesidades del sistema.

Así, podemos ver que en abril de 2008, mediante Resolución Ministerial N° 202-2008-MEM/DM, se fijó el Margen de Reserva para el periodo Mayo 2008 hasta Abril 2012, y concluido este periodo correspondía fijar el MR para los siguientes cuatro años; es decir, desde Mayo 2012 hasta Abril 2016; sin embargo, ante la necesidad de realizar un mejor análisis para lograr una mayor precisión en la fijación del MR del SEIN, se amplió solo por un año la vigencia del último valor del Margen de Reserva que había sido fijado para el periodo Mayo 2008- Abril 2011.

De manera similar, en años posteriores fue necesario hacer fijaciones anuales, con el fin de disponer de valores que se adapten mejor a las condiciones de operación de SEIN, y que el Margen de Reserva fijado en cada caso cumpla con el objetivo de garantizar que el sistema cuente con el adecuado respaldo para asegurar la continuidad del suministro a la demanda.

Por otro lado, también se debe enfatizar que el Margen de Reserva debe incluir a las unidades de generación que se necesitan para mantener un nivel mínimo de disponibilidad de generación que puede ser despachada para que, según lo que defina el COES, se garantice un nivel de confiabilidad adecuado para el suministro de energía en situaciones hidrológicas de año seco o de desabastecimiento de Gas Natural para el mercado interno.

## **FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA**

De acuerdo a lo expuesto, es conveniente que el COES tenga la facultad de actualizar el Margen de Reserva que cada cuatro años es fijado por el Ministerio, con el fin de reflejar de mejor manera la variación del crecimiento de la demanda, las características del sistema u otras variables que pueden tener un impacto relevante en las necesidades de reserva de generación del SEIN y aseguren el desarrollo y crecimiento sostenido de la industria eléctrica, además de posibilitar el abastecimiento eficiente y oportuno del servicio público de electricidad.

La propuesta consiste en modificar el artículo 112 del RLCE, en los siguientes términos:

---

<sup>1</sup> Ampliación realizada mediante RM N° 209-2012-MEM/DM



**"Artículo 112.-** Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

(...)

"e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

*El Margen de Reserva actualizado debe incluir a las unidades de generación que se necesitan para mantener un alto nivel de disponibilidad, según lo que defina el COES, para el suministro de energía en situaciones hidrológicas de año seco o de desabastecimiento de Gas Natural para el mercado interno. A propuesta del COES podrá actualizarse anualmente el Margen de Reserva determinado por el Ministerio."*

### **ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en los Usuarios del SEIN que deben recibir el suministro eléctrico en condiciones de calidad y seguridad; los Generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad; y, el COES, en su calidad de coordinador de la operación del sistema.

La aplicación de la medida propuesta podría tener mayores costos para los Usuarios, ya que eventualmente podría requerirse un mayor Margen de Reserva del Sistema; sin embargo, dichos costos son menores al beneficio que significa reducir el costo de la operación económica del sistema, en los casos de hidrología de año seco o ante la falta del Gas Natural de Camisea, al tener unidades de generación suficientes a disposición del COES.

En el caso del COES, no se genera ningún costo, dado que forma parte de sus funciones el coordinar la operación en el mediano y corto plazo del SEIN, para lo cual recibe los aportes económicos de los agentes establecidos en el artículo 19 de la Ley N° 28832.

En conclusión, el beneficio que genera mantener disponibles para el servicio unidades de reserva suficientes es claramente superior al costo económico que representa no contar con estas unidades, en los casos de hidrología de año seco o ante la falta del Gas Natural de Camisea.

#### **d) Modificación del artículo 139 del RLCE**

### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

El artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece lo siguiente:

**"Artículo 139.-** Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.



*Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el artículo 27 de la Ley N 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:*

**d) Frecuencia de Revisión y Actualización**

(...)

*VI.2) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión."*

Los proyectos de los Planes de Inversiones en Transmisión (PIT) aprobados por el Osinergmin, y que deben ser implementados por las empresas distribuidoras de gestión pública que forman parte de la corporación de empresas públicas del Perú (FONAFE) presentan un bajo nivel de ejecución. Al respecto, desde el 2010 hasta la fecha, se aprobaron dos Planes de Inversión:

- Plan de Inversiones para el período mayo 2013 - abril 2017
- Plan de Inversiones para el periodo mayo de 2017 - abril de 2021

Asimismo, actualmente está en curso la elaboración del Plan de Inversiones para el periodo mayo 2021 - abril de 2025.

De acuerdo información proporcionada por el Osinergmin, el avance en la ejecución de los proyectos del PIT 2013-2017, a la fecha, es del 90,6% aún se tienen elementos cuya implementación está en proceso, y en algunos casos aún no se ha iniciado su ejecución. Así, el nivel de cumplimiento por parte de empresas de gestión privada es de 98.9%, mientras que las empresas de gestión estatal, que forman parte de FONAFE muestran un avance global de 81.8%, con niveles de ejecución entre 33.3% y 97%.

De manera similar, los proyectos del PIT 2017-2021, a la fecha, presentan un avance global de alrededor de 33.2%. En este caso, solo el 16% de elementos se encuentran en proceso de implementación y el 84% restante aún no ha iniciado su ejecución. Así, las empresas de gestión privada presentan resultados de avance parcial hasta el 2019 de 64.9%, con porcentajes de cumplimiento de 97% para el 2017, 98.7% para el 2018 y 72.7% para el 2019. Por otro lado, la situación se presenta distinta para las empresas de gestión pública, las cuales registran solo un avance global de 9.5%. Si se observa los avances parciales por año, en el 2017 solo se tuvo una ejecución del 35,6%; mientras que, en el 2018 el avance registrado fue del 14% y en el 2019 solo se llegó al 17,9%.

De lo anteriormente señalado, se puede concluir que de no haber una mejora significativa en la ejecución de los proyectos asignados a las empresas de FONAFE, el nivel de ejecución global de los proyectos del PIT 2017-2021 sería mucho menor al registrado para el PIT 2013-2017.

De manera general, los bajos niveles de ejecución presentados a los diversos problemas que las empresas de FONAFE deben afrontar en la fase previa a la ejecución de las obras de los proyectos del PIT, a diferencia de las empresas de capital privado, como: i) problemas de financiamiento y presupuesto, ii) falta de incentivos para ejecutar los proyectos, iii) montos de inversión poco atractivos para el desarrollo de proyectos bajo la modalidad de Asociaciones Público Privadas (APP), entre otros.



Esta situación, tiene impacto sobre la planificación de la expansión del sistema de transmisión y la identificación de la necesidad del ingreso de un proyecto en una determinada fecha, pues al no lograrse en la fecha planificada, se generan contingencias en el sistema que pueden derivar en situaciones de deficiencia del servicio que se brinda a los usuarios, si es que no se toman medidas apropiadas para mitigar sus efectos.

## FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA

Los efectos del bajo nivel de ejecución de los proyectos de los PIT aprobados por el Osinergmin, expone el sistema eléctrico a contingencias que pueden derivar en situaciones de deficiencia que afectan a los usuarios del servicio eléctrico, si es que no se toman medidas apropiadas para mitigar sus efectos.

A lo largo del año 2019 se presentaron dos casos de sistemas que han tenido que ser declarados en situación de emergencia por parte del MINEM, uno en Piura y el otro en Ica. No obstante, estos no son los únicos casos que podrían presentarse, ya que actualmente se tienen situaciones de riesgo en otras zonas del país, como en Cusco y Juliaca, que también podrían llegar requerir la implementación de medidas temporales de emergencia para no afectar la continuidad del suministro eléctrico a los usuarios. Cabe señalar, que de acuerdo con el marco normativo peruano, la implementación de estas medidas temporales debe ser pagada por todos los usuarios del sistema a través de un cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, que se agrega al peaje de transmisión.

De acuerdo a lo expuesto, se evidencia la necesidad de contar con un mecanismo alternativo que permita la ejecución de los Proyectos del PIT dentro de los plazos requeridos, a fin de asegurar la atención oportuna de la demanda y evitar futuras contingencias que afecten a los usuarios del servicio.

En ese sentido, la medida toma en cuenta la diferencia, con otros proyectos del sector público, respecto a la implementación de los proyectos de los Planes de Inversión que son resultado de un proceso de planificación que realizan las empresas distribuidoras bajo la supervisión de Osinergmin. Así, se busca optimizar las etapas de programación, formulación y evaluación del Sistema Invierte.pe.

Asimismo, considerando el avance de los proyectos, permite contar con un mecanismo para la licitación o implementación en bloque, en un solo proceso, con el fin de aprovechar las economías de escala y evitar la necesidad de múltiples procesos de adjudicación (parciales) que, se encuentran expuestos a retrasos por diversos problemas que se presentan en los procesos requeridos para la elaboración de los perfiles, para la elaboración de los estudios definitivos y para la ejecución de las obras

La propuesta consiste en modificar el artículo 139 del RLCE, e incluir una Disposición Complementaria Final, en los siguientes términos:

**"Artículo 139.-** *Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.*

*Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de*



Transmisión a que se refiere el artículo 27 de la Ley N 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

**d) Frecuencia de Revisión y Actualización**

(...)

VI.2) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión o ejecutados directamente por el Ministerio, conforme a la normativa sobre la materia."

(...)

**DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES**

(...)

**"Cuarta.- Ejecución de proyectos del Plan de Inversiones por el Ministerio de Energía y Minas**

Dentro de un plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, los Titulares de las Áreas de Demanda bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), pueden solicitar al Ministerio de Energía y Minas, que asuma la ejecución de los proyectos del Plan de Inversiones aprobados por Osinergmin, que no se encuentren en la fase de ejecución.



En caso que el Ministerio de Energía y Minas acepte la solicitud, el Titular del Área de Demanda interesado deberá adjuntar la información técnica que se haya generado hasta la fecha respecto de los proyectos cuya ejecución asumirá el Ministerio de Energía y Minas, dentro de un plazo de cinco (5) días, caso contrario, el proyecto será devuelto al Titular del Área de Demanda.

El ciclo de inversión de los proyectos de inversión pública al que hace referencia el Decreto Legislativo N° 1252, Decreto Legislativo que crea el Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones estará a cargo de la Dirección General de Electrificación Rural, conforme a lo establecido en el literal s) del artículo 73 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias.

**ANALISIS COSTO BENEFICIO**

Cuando se realiza un trabajo de planificación de la expansión del sistema de transmisión, y se identifica la necesidad del ingreso de un proyecto en determinada fecha; pero finalmente este proyecto no es puesto en servicio en la fecha planificada; se generan contingencias en el sistema que pueden derivar en situaciones de deficiencia del servicio que se brinda a los usuarios, si es que no se toman medidas apropiadas para mitigar sus efectos.

Al respecto, a lo largo del año 2019 se presentaron casos de sistemas que han tenido que ser declarados en situación de emergencia por parte del MINEM, con el fin de adoptar medidas temporales para superar problemas originados por el retraso de la puesta en servicio de proyectos aprobados en los Planes de Inversión, y de esta manera evitar

restricciones en el suministro eléctrico a los usuarios. Aquí cabe precisar que, de acuerdo con el marco normativo peruano, la implementación de estas medidas temporales debe ser pagada por todos los usuarios del sistema a través de un cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, que se agrega al peaje de transmisión.

Por lo expuesto, se puede ver que los trámites para lograr la ejecución de los proyectos del PIT no se encuentran alineados con la necesidad de contar con las instalaciones y/o infraestructura en la fecha estimada, según lo indicado al momento de la aprobación del PIT. Una de las razones son los plazos excesivos en los que se efectúa la ejecución de obras de los proyectos del PIT, los cuales pueden estar entre años 3 y 5 años, según el tipo de proyecto. Por otro lado, estos proyectos tienen costos de inversión individual generalmente bajos, por lo que no resultan muy atractivos para los inversionistas privados.

Asimismo, las empresas del estado no cuentan con esquemas de financiamiento de mediano y largo plazo que permita cumplir con la ejecución oportuna de los proyectos aprobados en el PIT. En este sentido, al crecer montos de inversión necesarios para ejecutar dichos proyectos, y con ello los requerimientos de endeudamiento de largo plazo, las empresas distribuidoras del Estado se ven imposibilitadas de ejecutar los proyectos del PIT, lo cual ha llevado a la situación de emergencia de los sistemas de distribución.

Cabe precisar que, además de los sistemas que ya fueron declarados en emergencia, también se tienen sistemas que se encuentran en riesgo de ser declarados en tal situación. En este sentido, a continuación, se presenta una descripción resumida de casos en los que el MINEM tuvo que declarar situación de emergencia, así como los casos resaltantes de sistemas que se encuentran en riesgo de ser declarados en tal situación, debido a retrasos en la ejecución de proyectos del Plan de Inversiones.

### **Sistemas declarados en situación de emergencia**

#### **- Sistema Eléctrico Paita – Sullana**

El sistema Eléctrico Paita – Sullana, que se ubica en la Región Piura, al norte del Perú, tiene un sistema de subtransmisión en 60 kV en anillo, que en el 2019 presentó problemas de operación debido a la presencia de niveles de tensión por debajo de las tolerancias permitidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta situación comprometía la atención de los usuarios existentes y de no adoptarse medidas apropiadas se preveía la restricción del servicio a usuarios de la zona.

Se tenía previsto evitar esta situación con el ingreso de la Subestación Valle del Chira, que es un proyecto que forma parte del Plan de Inversiones del periodo 2017-2021; sin embargo, la puesta en servicio de este proyecto está prevista recién para abril del 2023, ya que actualmente se encuentra en el proceso de licitación a través de Proinversión<sup>2</sup>.

Ante esta situación, en setiembre del 2019 el MINEM tuvo que declarar en situación de emergencia del servicio eléctrico al Sistema Eléctrico Paita – Sullana, por falta de capacidad de producción y/o transporte, y autorizó la instalación de 16 MW de generación adicional de emergencia (con combustible diésel) hasta noviembre de 2022, fecha en la que se tiene

---

<sup>2</sup>Este es un proyecto del PIT 2017-2021 que originalmente estaba asignado a la empresa distribuidora ENOSA; sin embargo, esta empresa solicitó al MINEM que licite el proyecto, acogiéndose a lo establecido en el Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

previsto que ingrese en la zona la central térmica de Tallanca (de 18 MW), que reemplazará la función que cumple la generación adicional; sin embargo, la solución definitiva al problema sigue siendo la puesta en servicio de la Subestación Valle del Chira.

#### **- Sistema Eléctrico de la Subestación Independencia**

El 01 de abril de 2019 la Central Térmica de Pisco (CT Pisco), que se ubica en la costa del sur medio del Perú, dejó de operar por decisión de la empresa EGASA, y este hecho generó el riesgo de restricciones de suministro en el sistema eléctrico asociado a la Subestación Independencia. Este riesgo fue mitigado con la puesta en servicio de la C.T. El Pedregal (de 18 MW), que se ubica en la zona de influencia de la Subestación Independencia, que ayudó a superar el problema en el corto plazo. Sin embargo, la solución definitiva es la puesta en servicio de la Subestación Chincha Nueva, que fue aprobada en el PIT 2013-2017.

Al respecto, la Subestación Chincha Nueva tiene un retraso considerable en su implementación y actualmente se encuentra en el proceso de licitación a través de Pronversión. Se prevé que sea puesta en servicio recién en diciembre del 2022 o en el primer semestre del 2023. En este sentido, dado el riesgo de restricción del suministro en la zona, en setiembre de 2019 el MINEM tuvo que declarar en situación de emergencia del Sistema Eléctrico correspondiente a la Subestación Independencia y designó a la empresa Egesur<sup>3</sup> para que se encargue de implementar las medidas temporales que permitan superar la situación de emergencia temporal, hasta que la Subestación Chincha Nueva sea puesta en servicio.

#### **- Sistemas en riesgo de ser declarados en situación de emergencia**

Si bien es cierto que existen situaciones de riesgo en distintas partes del sistema eléctrico peruano, a continuación, se describen los que en el momento de la elaboración del presente informe resultan más críticos.

#### **- Sistema Eléctrico de la Subestación Quencoro**

La Subestación de Quencoro está ubicada en la zona sur de la ciudad de Cusco y cuenta con dos transformadores para atender la demanda en 10,5 KV y 34,5 KV. Sin embargo, la capacidad de transformación en el nivel de 34,5 kV fue superada en agosto de 2019; mientras que, en el nivel de 10,5 KV se encuentra con un nivel de carga del 88% y, según las proyecciones de crecimiento de la máxima demanda, el límite de la capacidad de transformación sería alcanzado a mediados del 2021.

A la fecha, parte de la carga de esta subestación Quencoro (aproximadamente 2 MVA) ha sido transferida a la Subestación Dolorespata (que también atiende a la zona urbana de Cusco), lo cual ha incrementado las pérdidas técnicas de energía y limita la maniobrabilidad ante contingencias que requieran transferencia de cargas entre alimentadores. En este escenario, no hay posibilidad de atender el crecimiento de la demanda vegetativa del mercado regulado, y se podrían presentar incumplimientos de la NTCSE.

---

<sup>3</sup>Empresa de generación pública que forma parte de la Corporación FONAFE, que opera la Central Térmica Independencia y se ubica en la Subestación Independencia.

Para resolver el problema de la atención de la demanda en el nivel de 34,5 kV, la empresa Electro Sureste<sup>4</sup> ha propuesto en el PIT 2021 – 2025 (en elaboración) la instalación de una nueva subestación en la zona de Urcos; mientras que, para resolver el problema de la atención de la demanda en 10,5 kV, se ha previsto la implementación de la Subestación Parque Industrial, como parte del PIT 2017-2021. No obstante, según Electro Sureste la Subestación Parque Industrial sería puesta en servicio recién en el año 2023.

Considerando este escenario, Electro Sureste ha presentado una solicitud al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para que se evalúe la declaración de situación de emergencia eléctrica para el Sistema Eléctrico asociado a la Subestación Quencoro, a fin de implementar las medidas temporales que eviten restricciones del servicio eléctrico en la ciudad de Cusco, hasta que se implementen las soluciones definitivas.

### **- Sistema Eléctrico de la Subestación Juliaca**

Actualmente, el suministro de energía en el Sistema Eléctrico Juliaca, se realiza a través de la Subestación Juliaca, que cuenta con dos transformadores, uno de 12 MVA y otro de 50 MVA.

En junio 2019 el transformador de 50 MVA presentó un nivel de carga del 94,3% en el lado de 10 kV, y estaría próximo a sobrecargarse. Sin embargo, cabe señalar que este hecho se presentó solo en periodos de tiempo cortos.

De acuerdo a las proyecciones del crecimiento de la demanda de Electro Puno<sup>5</sup>, se prevé que en el año 2020 se presenten sobrecargas en caso no se adopte ninguna acción.

La solución definitiva a esta situación es la puesta en servicio de la Subestación Maravilla, aprobada en el PIT 2017-2021, debido a que asumiría parte de la carga de la Subestación Juliaca y con ello se evitaría la sobrecarga del transformador de esta subestación; sin embargo, la puesta en servicios de este proyecto se encuentra retrasada debido a problemas con la disponibilidad de terreno para subestación.

Actualmente Electro Puno se encuentra evaluando distintas medidas que le permitan resolver el problema de sobrecarga del transformador de la Subestación Juliaca, entre las cuales se encuentran el traslado de carga de la barra de 10 kV a la barra de 22,9 kV; la partición de la barra de 10 kV; instalación del transformador de reserva en paralelo con el transformador existente, entre otros; hasta que sea puesta en servicio la Subestación Maravilla.

## **II. Modificaciones al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad**

### **a) Modificación del artículo 4 e incorporación del artículo 10 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad**

#### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

El artículo 4 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (RULE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM señala lo siguiente:

<sup>4</sup>Empresa Distribuidora que opera en la zona de Cusco y forma parte de la Corporación FONAFE

<sup>5</sup>Empresa Distribuidora que opera en la zona de Puno y forma parte de la Corporación FONAFE



#### **"Artículo 4.- Requisitos y Condiciones**

*El cambio de condición sólo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:*

- 4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.*
- 4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.*
- 4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.*
- 4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años."*

Al respecto, la Primera Disposición Complementaria de la Ley N° 28832 otorga el derecho a los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango de 200 kW a 2500 kW, la libertad de elegir la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado<sup>6</sup>. Para que opere el cambio de condición, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM establece las condiciones y requisitos que debe cumplir el Usuario. Considerando que han transcurrido más de diez años desde que se aprobó dicha reglamentación, y atendiendo a la experiencia recogida durante su vigencia, se han advertido situaciones que han puesto en evidencia la necesidad de introducir mejoras a dicha reglamentación, con el objeto de asegurar que el derecho a la libre elección del suministrador pueda ser ejercitado en condiciones de igualdad, independientemente de que Agente sea el Suministrador.

Adicionalmente, existen casos en los que determinados Usuarios, que no son clientes de la Empresa Distribuidora de Electricidad (EDE) y otros Suministradores, han señalado que las EDEs vienen aplicando tratos diferenciados en cuanto a la evaluación de la solicitud de cambio de condición y durante la operación del sistema de distribución eléctrica, los cuales inciden en la pérdida de competitividad respecto de estos Usuarios frente a los clientes de la EDE.

Las situaciones de trato diferenciado entre Usuarios, se basan en la interpretación del artículo 4 del texto vigente del RULE, en donde algunas EDEs entienden que pueden:

- Ofrecer la exoneración del plazo de un año de preaviso, del cambio de condición de usuario regulado a libre, siempre y cuando la EDE, o una empresa vinculada, se mantenga como suministrador del servicio eléctrico.
- Solicitar a los Usuarios regulados de su zona de concesión que no serán sus clientes en el mercado libre, el siguiente equipamiento: (i) sistema de protección y limitación de potencia con protección de tecnología numérica en el lado de media tensión con funciones de protección de sobrecorriente de fases, sobrecorriente de tierra, sobrecorriente de tierra sensible; (ii) sistema de rechazo de carga por mínima frecuencia; y, (iii) sistema de medición con capacidad de registrar los consumos de potencia y energía en horas punta y horas fuera de punta con equipamiento para medición en forma remota con acceso en línea a la EDE.



<sup>6</sup>En legislación comparada como la española se denomina el derecho a la libre elección del suministrador

- Ejercer un trato diferenciado entre Usuarios para los procesos de corte y reconexión del suministro eléctrico.

Este accionar de algunas EDEs, genera situaciones diferenciadas entre los Usuarios que no son clientes de las EDEs (o sus comercializadoras vinculadas) y los clientes de las EDEs, ya que a estos últimos se les otorga tratos preferentes al momento de evaluar la solicitud de cambio de condición de regulado a libre (y viceversa) así como en la etapa operativa, lo cual genera ventajas a los clientes que contratan con la EDE (o sus comercializadoras vinculadas), con relación a los usuarios que no contratan con la EDE (estos casos vienen siendo evaluados por la autoridad de competencia). Cabe señalar que, estas situaciones también han sido advertidas por otros suministradores de energía eléctrica.

## **FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA**

En atención a lo expuesto, se requiere realizar algunas precisiones normativas de tal manera que se obtenga:

- Celeridad en la atención de la solicitud de cambio de suministrador.
- Igualdad de condiciones para la competencia entre el generador y la EDE por el mercado libre.
- Predictibilidad y objetividad en el equipamiento requerido.

Para que los equipos de protección estén acordes a los requerimientos de la red de distribución y a las exigencias de la potencia del Usuario, se recomienda especificar que dichos equipos deben ser acordes a la potencia del Usuario, asimismo, la tecnología a utilizar puede ser la misma a la que tenía el Usuario antes de la solicitud del cambio de condición (la cual fue requerida en el momento que dicho Usuario se conectó a la red del distribuidor).

Asimismo, se requiere precisar que los limitadores de potencia pueden ser instaladas en el circuito de baja tensión del Usuario y que si no hay cambio de potencia no se requiere el cambio de los equipos de protección dado que técnicamente se puede seguir utilizando los equipos ya instalados.

La propuesta consiste en modificar el artículo 4 del RULE, así como la incorporación del artículo 10, en los siguientes términos:

### ***"Artículo 4.- Requisitos y Condiciones***

- 4.1. *El cambio de condición sólo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hace efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:*
  - a. *El Usuario comunica por escrito a su Suministrador actual su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición. Dicha comunicación será efectuada con copia a Osinergmin, para fines de supervisión y fiscalización.*
  - b. *El cambio de condición no es efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.*
- 4.2. *El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.*



4.3. El Usuario Libre que supere los 2500 kW debe contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para atender su potencia contratada.

4.4. Los Usuarios Libres con una máxima demanda inferior igual o menor a 2500 kW, deben contar con equipos de medición y protección adecuados para su potencia contratada. En el caso se requiera la instalación de un equipo de limitación de potencia, este puede ser instalado en media o baja tensión, a elección del Usuario.

Mientras los equipos del Usuario permitan un incremento de potencia dentro de los rangos admisibles, no corresponde a la Distribuidora exigir nuevo equipamiento. Las controversias que pudieran surgir son resueltas por el Osinergmin, de acuerdo con la normativa sobre la materia”

(...)

**"Artículo 10.- Prohibición de actos discriminatorios**

10.1. La Distribuidora debe brindar igualdad de trato y servicio, a los Usuarios de la infraestructura eléctrica del Distribuidor.

10.2 Osinergmin norma, supervisa y fiscaliza la actuación de los Distribuidores en la atención de las solicitudes vinculadas a aspectos operativos y comerciales, con la finalidad de evitar la existencia de tratos discriminatorios entre los Usuarios Libres ubicados en el área de concesión del Distribuidor.”

Para la correcta aplicación de las modificaciones planteadas, se ha dispuesto incorporar dos disposiciones complementarias finales con el siguiente texto:

**Segunda.- Supervisión y fiscalización de las solicitudes de cambio de condición de Usuarios**

*En caso la Distribuidora haya otorgado un plazo de pre-aviso menor a doce (12) meses a un Usuario determinado, el Osinergmin debe efectuar las acciones de supervisión y fiscalización correspondientes.*

**Tercera.- Implementación de los esquemas de rechazo de carga**

*Dentro del plazo de seis (06) meses, el COES presenta al Ministerio de Energía y Minas, un estudio que determine el límite de la potencia de suministro para el cual es obligatorio la implementación de los esquemas de rechazo de carga.*

**ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en todos los Usuarios Libres, que tienen el derecho de elegir libremente a su Suministrador y pactar libremente el precio de la energía con los mismos, y al Osinergmin como entidad encargada de la supervisión y fiscalización en el sector eléctrico.

La aplicación de la medida propuesta beneficia a los Usuarios Libres, debido a que se elimina los tratos discriminatorios al momento de solicitar el cambio de condición de Usuario y en lo que respecta a la utilización de la infraestructura eléctrica.



Por otro lado, se incorpora la intervención del Osinergmin, a fin de que registre los pedidos de cambio de Suministrador, de acuerdo a lo que señala la Ley N° 28832, de forma tal que no se produzcan tratos diferenciados o preferentes en cuanto se refiere a la atención de dichos pedidos de los Usuarios. La implementación de las medidas normativas a cargo de Osinergmin, no generen costos para dicha entidad, ya que forma parte de sus funciones de supervisión y fiscalización de la normativa eléctrica.

Finalmente, la norma garantiza la libre elección del Suministrador, así como, su derecho de acceder sin restricción a la infraestructura eléctrica que está a cargo del Distribuidor, garantizando de esta forma el principio del Open Access.

### **III. Modificaciones al Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables**

#### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

Las normas vigentes del Reglamento de Generación de electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM (Reglamento RER), que se proponen modificar, señalan actualmente lo siguiente:

#### ***"Artículo 1.- Definiciones***

*Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.*

(...)

*1.10 Energía Adjudicada: Es la cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a producir con la correspondiente central de generación RER que resultó adjudicataria e inyectar al sistema eléctrico hasta la Fecha de Término del Contrato.*

(...)

#### ***Artículo 4.- Energía Requerida***

*La Energía Requerida en la Subasta se determina considerando la participación de la generación RER referida en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley, aplicando los siguientes criterios:*

*a) Se calcula el Consumo Nacional de Electricidad para el año correspondiente a la fecha límite prevista en las Bases para la Puesta en Operación Comercial, en función al Consumo Nacional de Electricidad, tomando como referencia la tasa de crecimiento considerada en la fijación de Tarifas en Barra vigente.*

*b) Se calcula la participación de la generación RER, multiplicando el Consumo Nacional de Electricidad calculado en a), por el porcentaje objetivo vigente al que hace referencia el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley.*

*c) La Energía Requerida corresponderá a la participación de la generación RER calculada en b), menos el total de la Energía Adjudicada de los Contratos vigentes correspondientes a tecnología RER diferente a la hidroeléctrica.*



**Artículo 5.-** Composición de la Energía Requerida Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables y/o alguno o la combinación de los siguientes aspectos:

- a) Proporción inversa al precio monómico (US\$/MWh) de cada tecnología.
- b) Proporción directa a la garantía de Potencia Firme por tecnología.
- c) Promoción de la competencia.”

De la lectura de las normas glosadas, se desprende la siguiente problemática:

#### **A. No se aprovechan los recursos geotérmicos con los que cuenta el país**

La Norma II, Norma III y Norma VII del Título Preliminar de la Ley N° 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos, prescriben que: (i) el Estado promueve el racional desarrollo de los recursos geotérmicos con la finalidad de asegurar el abastecimiento de energía necesaria para el crecimiento económico, el bienestar de la población y la eficiente diversificación de las fuentes de energía del país y cautela el desarrollo de las referidas actividades, su acceso y libre competencia; (ii) el MINEM, en representación del Estado, es el encargado de elaborar, proponer y aplicar la política del subsector, así como dictar las demás normas pertinentes; (iii) la actividad geotérmica es de utilidad pública. El Estado promueve las inversiones en exploración y explotación geotérmicas, así como el uso racional de dichos recursos, privilegiando la conservación del ambiente.

Los objetivos previstos en la Ley N° 26848 no han sido cubiertos a la fecha, en tanto no existe producción de electricidad basada en recursos geotérmicos.

El potencial para el desarrollo de la generación geotérmica en el país está alrededor de los 2860 MW<sup>7</sup> y las zonas con mayor potencial se ubican a lo largo de la cordillera de los andes y en la zona del altiplano en Puno, como se puede ver en el Cuadro N° 3. Sin embargo, a pesar que el Decreto Legislativo N° 1002<sup>8</sup>, promulgado el 1 de mayo de 2008, tiene por objeto de promover el aprovechamiento de Recursos Energéticos Renovables (RER), entre ellas la geotermia, y que hasta la fecha se han desarrollado cuatro Subastas con este marco general<sup>9</sup>; aún no se tiene ninguna central que aproveche el potencial geotérmico en el país, debido a la ausencia de disposiciones para mitigar los riesgos de los proyectos geotérmicos en la normativa vigente.

**Cuadro N° 4: Potencial geotérmico estimado del Perú**

<b>Región Geotérmica</b>	<b>Potencial del Recurso (MW)</b>	<b>Potencia (MW)</b>
--------------------------	---------------------------------------	--------------------------

<sup>7</sup> Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú, desarrollado en el año 2012 elaborado por la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) para el Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

<sup>8</sup> Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables

<sup>9</sup> En las cuales se adjudicaron 64 proyectos que suman un total de 6 036 GWh.

	<b>Campos Promisorios *</b>	<b>Otros campos</b>	
Perú Norte	0,0	152,0	152,0
Cajamarca-La Libertad	0,0	193,0	193,0
Callejón de Huaylas	15,3	221,0	236,3
Churin	0,0	125,0	125,0
Central	0,0	32,0	32,0
Eje Volcánico Sur	897,0	700,0	1597,0
Cuzco-Puno	54,1	470,0	524,1
<b>Total</b>	<b>966,4</b>	<b>1893,0</b>	<b>2859,4</b>

(\*) 80% de nivel de confianza

Fuente: Elaboración propia con datos del Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú (Agencia de Cooperación Internacional del Japón), 2012.

## **B. El marco normativo actual no contempla medidas de promoción suficientes para la generación eléctrica con recursos geotérmicos**

A diferencia de otros recursos de generación de energía eléctrica, existen dos riesgos que distinguen a la geotermia y que no se encuentran contemplados en la normativa vigente: i) el riesgo asociado a la dificultad de calcular el potencial real de un campo geotérmico y los costos necesarios para afrontar dicha dificultad en las fases iniciales del proyecto y, ii) el riesgo asociado a la obtención de financiamiento para el desarrollo de estos proyectos, debido al plazo que separa el momento en que se comienzan a realizar inversiones y el momento en que se inicia la Operación Comercial del proyecto.

### **i) Riesgos por la dificultad de calcular el potencial de los recursos**

Las centrales solares construidas recientemente en el país hacen ver que pueden ser puestas en servicio en un plazo de dos a tres años y las eólicas entre dos a cuatro años; mientras que una central geotérmica usualmente se desarrolla en siete fases antes de entrar en servicio, y pueden transcurrir alrededor de 7 años entre la Inspección topográfica preliminar y la puesta en servicio de la central.<sup>10</sup>

No obstante, los avances tecnológicos disponibles a la fecha para la exploración de superficie, no es posible predecir la profundidad exacta de un yacimiento geotérmico ni cuál será la producción de fluidos exacta de los pozos perforados. Solo se pueden obtener valores indicativos cuando se perforan los pozos de prueba (fase de perforación de prueba

<sup>10</sup> Según el Manual de geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad (Energy Sector Management Assistance Program - ESMAP), 2012.

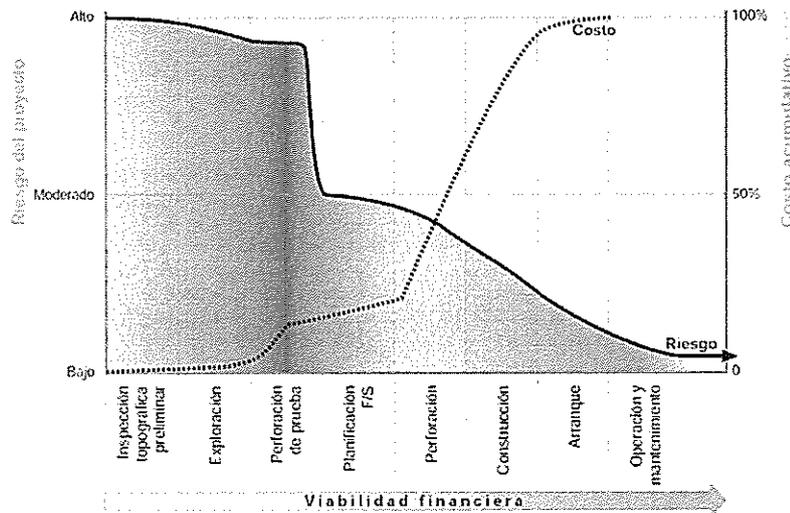
y correcciones al modelo de reservorio) y, finalmente, los pozos de producción (fase de desarrollo), y aun en esta fase después de haber invertido por encima de los 4 millones de dólares por cada perforación<sup>11</sup> (dependiendo del nivel de profundidad), no se puede asegurar la disponibilidad del recurso geotérmico.

En este sentido, los problemas que afronta el desarrollo de la energía geotérmica son distintos a lo que deben afrontar tecnologías como la solar o la eólica; y tienen mayor similitud a los de la industria de gas y petróleo, donde se tiene un riesgo de exploración que también es muy alto. Sin embargo, a diferencia del caso del gas y petróleo, los ingresos de la central geotérmica no se obtienen al concluir la perforación de los pozos, sino solo después de la construcción de la central eléctrica.

**i) Riesgos financieros debido a un alto costo inicial y un plazo de entrega largo**

A diferencia de otras tecnologías de energías renovables no convencionales, como la eólica y la solar, el desarrollo de proyectos geotérmicos requiere contar con un mayor compromiso de capital inicial debido a que tienen un gasto de capital adicional por el desarrollo de las fases de exploración, explotación y producción de los campos de vapor (upstream), antes de que la central sea construida, lo cual es equivalente a comprar por adelantado el combustible necesario para la operación de la central a lo largo de su vida útil. Este hecho, aunado al extenso plazo que existe desde el inicio de la exploración hasta la POC de la central eléctrica puede tener un impacto negativo sobre el costo de capital, contribuyendo a elevar los costos de desarrollo de este tipo de centrales. La evolución típica del riesgo asociado a las distintas fases de desarrollo de un proyecto geotérmico se puede ver en el Gráfico N° 1.

**Gráfico N° 1: Riesgo de los proyectos geotérmicos**



**Fuente:** Manual de geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad (Energy Sector Management Assistance Program - ESMAP), 2012.

<sup>11</sup> Ibídem

### **C. La operación de las centrales de generación eléctrica con recursos geotérmicos tiene características distintas a centrales de otras tecnologías**



La operación y el mantenimiento (O&M) se pueden dividir en O&M para el campo de vapor (pozos, tuberías, infraestructura, etc.) y O&M de la central eléctrica (turbina, generador, sistema de enfriamiento, subestación eléctrica, etc.). El mantenimiento adecuado de todas las instalaciones garantiza un alto factor de disponibilidad y capacidad de la central eléctrica y asegura el suministro continuo de vapor desde los pozos geotérmicos. Sin embargo, es importante mencionar que, a pesar de utilizar el pozo geotérmico en explotación, se requieren realizar nuevas perforaciones (pozos complementarios) cada cierto tiempo, con el fin de recuperar la capacidad perdida. Estas nuevas perforaciones pueden estar en el rango de 1 a 4 millones de dólares por año<sup>12</sup>, dependiendo principalmente de la química de fluidos, geología y calidad de los pozos.

#### **FUNDAMENTOS DE LAS PROPUESTAS**

La propuesta consiste en adecuar el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, con la finalidad de establecer medidas de promoción para el impulso y desarrollo de proyectos geotérmicos, considerando los riesgos advertidos en la sección anterior.

En tal sentido, se incluye una nueva definición: "Energía Garantizada" distinta de la "Energía Adjudicada" solo para los proyectos geotérmicos adjudicados, consistente en la declaración anual de la energía producida de forma segura, según la declaración de la Sociedad Concesionaria. Esta medida se justifica en la disponibilidad del recurso geotérmico, el cual depende de las condiciones pluviales y de las fuentes secundarias para reinyectar el recurso hídrico que permita mantener un balance energético sostenible.

Asimismo, se modifica el artículo 4, estableciendo la facultad del Ministerio de subastar el suministro con energía geotérmica en determinadas áreas geográficas, en las cuales el recurso ha sido identificado como potencial, con la finalidad de garantizar el objetivo de política pública de promover la producción de electricidad con recursos geotérmicos en el país. En el mismo sentido, se modifica el artículo 5, para precisar que la participación de las tecnologías RER en la Energía Requerida se determine utilizando los criterios y metodología aprobados por el Ministerio para la elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables, lo cual está en línea con la visión de contar con un sistema energético que se soporte en la planificación.

Adicionalmente, se incorpora el Título VIII referido a medidas de promoción específicas para la generación geotérmica, con el objeto de reducir los riesgos de desarrollo de los proyectos, incluyendo:



El reemplazo del proyecto geotérmico adjudicado por otro proyecto geotérmico propuesto por la Sociedad Concesionaria, hasta el límite de la Energía Adjudicada, en caso el proyecto original se vuelva inviable técnica o económicamente por causas no imputables a la Sociedad Concesionaria.

El ajuste de los cronogramas de ejecución, en casos de imposibilidad de la ejecución por causas de fuerza mayor, caso fortuito, o por condiciones físicas, técnicas o geológicas del proyecto, que no sean imputables a la Sociedad Concesionaria.

---

<sup>12</sup> *Ibidem*

El derecho a resolver el Contrato sin ninguna penalidad, ni ejecución de garantías, en caso de que la Sociedad Concesionaria identifique la inviabilidad técnica y/o económica del proyecto, una vez concluida la fase de perforación del proyecto.

Adicionalmente, se establece que los titulares puedan solicitar, hasta treinta (30) días antes de la fecha de la POC, la devolución de la garantía indicada en el artículo 27 del Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos, si luego de realizar los estudios, obras o trámites que correspondan, presentan un estudio técnico – económico que demuestre la inviabilidad de continuar con el proyecto, cuando dicha inviabilidad se genere por causas no imputables al titular.

Por otra parte, para efectos de determinar el monto anual por Prima de las centrales RER que utilizan tecnología geotérmica, la valorización de las Inyecciones Netas de Energía, sea hasta el límite de la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada.

Finalmente, para la aplicación del Factor de Corrección de las centrales RER que utilizan tecnología geotérmica, se considere la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada.

En tal sentido, se plantea modificar los artículos 1, 4 y 5, e incorporar el Título VIII en el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM, en los siguientes términos:

#### **"Artículo 1.- Definiciones**

(...)

1.10.a **Energía Garantizada:** Para las centrales que utilizan tecnología geotérmica, es la cantidad de energía activa anual, expresada en MWh, que la Sociedad Concesionaria declara poder producir de forma segura para el siguiente año de operación y tiene como límite superior la Energía Adjudicada. En caso que el generador RER no realice su declaración anual respecto a su Energía Garantizada se prorroga la vigencia de la última declaración presentada.

(...)"

#### **"Artículo 4.- Energía Requerida**

(...)

Adicionalmente, el Ministerio puede subastar el suministro de energía procedente de fuentes geotérmicas en una determinada área geográfica que sea de libre disponibilidad para realizar la actividad de explotación de los recursos geotérmicos.

(...)"

#### **"Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida para cada Subasta**

El Ministerio define el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables, para cuya elaboración se utilizan los criterios y metodología aprobados por el Ministerio."

### **"TÍTULO VIII**

#### **Promoción de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica**

#### **Artículo 27.- Medidas de promoción**



27.1. Las Subastas para promover centrales RER que utilizan tecnología geotérmica se desarrollan siguiendo las disposiciones establecidas en los Títulos I, II y IV del presente Reglamento.

Adicionalmente, en las Bases del proceso de Subasta se pueden establecer las siguientes medidas de promoción:

- a. El reemplazo por única vez del proyecto adjudicado, por otro proyecto geotérmico RER propuesto por la Sociedad Concesionaria hasta el límite de la Energía Adjudicada, previa aprobación del MINEM, en caso el proyecto original se vuelva inviable técnica o económicamente por causas no imputables a la Sociedad Concesionaria.
- b. El ajuste de los cronogramas ante eventos originados por causas de fuerza mayor, caso fortuito, o por condiciones físicas, técnicas o geológicas del proyecto que imposibiliten su ejecución dentro de los plazos establecidos y que estas sean originadas por causas no imputables a la Sociedad Concesionaria. Para dichos casos no se aplican penalidades.
- a. El derecho a resolver el Contrato sin ninguna penalidad, ni ejecución de garantías, en caso de que la Sociedad Concesionaria identifique la inviabilidad técnica y/o económica del proyecto, una vez concluida la etapa de perforación, correspondiente a la actividad de exploración de recursos geotérmicos.

27.2. Para la obtención de la concesión definitiva por parte de titulares de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica resulta aplicable el Título III del presente Reglamento.

Adicionalmente, los titulares de proyectos geotérmicos derivados de las Subastas RER pueden solicitar, hasta treinta (30) días hábiles antes de la fecha de vencimiento de la Fase II de la autorización para la exploración de recursos geotérmicos, la devolución de la garantía indicada en el inciso 2 del artículo 17 del Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos, aprobado por Decreto Supremo N° 019-010-EM, si luego de realizar los estudios, obras o trámites que correspondan, presentan un estudio técnico – económico que demuestre la inviabilidad de continuar con el proyecto, cuando dicha inviabilidad se genere por causas no imputables al titular.

27.3. Para la determinación de los ingresos por energía, potencia, Prima RER y pago por el uso de redes de transmisión y distribución por parte de los titulares de centrales RER que utilizan tecnología geotérmica, resultan aplicables las disposiciones establecidas en el Título V del presente Reglamento, considerando lo siguiente:

- a. Para efectos de determinar el monto anual por Prima, la valorización de sus Inyecciones Netas de Energía, es hasta el límite de la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada.
- b. Para la aplicación del Factor de Corrección, se considera la Energía Garantizada, en lugar de la Energía Adjudicada.”



## ANALISIS COSTO BENEFICIO

La medida propuesta incide de forma directa en los inversionistas y los Usuarios del servicio eléctrico.

La aplicación de la medida propuesta puede implicar que los Usuarios complementan el pago de los proyectos geotérmicos a través del cargo Prima RER, en caso que los ingresos obtenidos por ellas en el Mercado de Corto Plazo, no cubran la Tarifa de Adjudicación resultante de la respectiva Subasta. Sin embargo, por las características de operación de la central geotérmica (de alta disponibilidad y alto factor de planta constante durante todo el año) contribuyen a elevar la calidad y estabilidad del sistema eléctrico, lo que es beneficioso para la operación del SEIN. Además, el costo resultante por kWh de este tipo de tecnología es inferior al costo de una central térmica que utiliza combustibles líquidos, reduciendo además las emisiones de CO<sub>2</sub> en beneficio del medio ambiente (frente a la alternativa de utilizar combustibles líquidos).

Por otro lado, una planta geotérmica al mantener en ciclo cerrado la utilización de la fuente geotermal, genera externalidades positivas, tales como, eliminar la filtración de minerales pesados, como el arsénico y otros, que contribuyen a mejorar la calidad de las aguas de los afluentes de los ríos utilizados para la realización de las actividades agrícolas, ganaderas y consumo humano.

Con relación a los inversionistas, las medidas propuestas promueven la participación de la inversión privada en la construcción de plantas geotérmicas, la misma que contribuye a la utilización de los recursos geotérmicos con que cuenta el país.

Por lo expuesto, se requiere de mecanismos normativos de promoción específicos, para fomentar el desarrollo de los proyectos geotérmicos.

### **IV. Modificaciones a los artículos 9 y 19 del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables**

#### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

Las normas vigentes del Reglamento de Generación de electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM (Reglamento RER), que se proponen modificar, señalan actualmente lo siguiente:

##### ***"Artículo 9.- Convocatoria a Subasta***

*(...)*

*De ser el caso, el Ministerio, a propuesta del COES, aprueba las máximas potencias que las centrales RER eólicas pueden inyectar en las Barras del SEIN.*

*(...)"*

##### ***"Artículo 19.- Ingreso por Energía***

*(...)*

*19.4. A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada, el titular podrá solicitar al Ministerio el reajuste de su Energía Adjudicada para reducirla por única vez, en no más del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada. En este caso la determinación de la Prima corresponderá a la Energía Adjudicada reajustada, la misma que no podrá ser modificada en adelante."*

(...)

19.7. El COES efectuará y remitirá a OSINERGMIN, antes del 15 de febrero de cada año, un informe de liquidación anual de los pagos a los Generadores RER de acuerdo a lo establecido en el numeral anterior.

(...)

De la lectura de las normas glosadas, se desprende la siguiente problemática:

### **A. Verificación de las condiciones en el SEIN cuando se convoca una nueva subasta**

El Artículo 9 del Reglamento RER, establece que solo de ser el caso el Ministerio, a propuesta del COES, aprueba las máximas potencias que las centrales RER eólicas pueden inyectar en las Barras del SEIN. Esta disposición deja a discreción del Ministerio dicha aprobación, cuando la misma debería ser efectuada obligatoriamente en todos los casos en los que se convoque una nueva subasta, y además no debería limitarse a las eólicas, sino también para las centrales RER no gestionables.

### **B. Disminución de la Energía Adjudicada de una Central RER**

Quando se adjudica un proyecto en una Subasta RER, la empresa adjudicataria queda obligada a producir energía con la central de generación RER, e inyectar dicha energía al SEIN (denominada Energía Adjudicada) y debe ser entregada hasta la fecha de término de su contrato. Como contraprestación se le asegura el pago de un ingreso anual por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la mencionada Energía Adjudicada, la cual es remunerada a la Tarifa de Adjudicación<sup>13</sup>. No obstante, la magnitud real de la energía que la central RER inyecte al sistema durante su operación puede ser mayor o menor a dicha Energía Adjudicada.

De acuerdo con lo establecido normativa vigente, cuando las inyecciones netas de energía de una central RER en un Periodo Tarifario son menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación también es reducida aplicando el denominado Factor de Corrección, el cual se calcula como la proporción entre las inyecciones netas de energía, más la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER (EDI)<sup>14</sup>, respecto a la Energía Adjudicada.

Como se puede ver, en los casos en los que la central RER tenga una producción menor a la Energía Adjudicada, obtiene menores ingresos no solo por la reducción de la cantidad de energía producida, sino que, adicionalmente, dicha energía es valorizada con una tarifa menor a la Tarifa de Adjudicación, por efecto de la aplicación del Factor de Corrección. En este sentido, el riesgo de enfrentar una menor producción a la prevista inicialmente, y la consiguiente reducción de la Tarifa de Adjudicación, deben ser internalizadas en la oferta que presente un postor en una subasta, y puede generar una tendencia a tener ofertas de energía mayores, en la medida que la percepción de este riesgo sea mayor, debido a los

---

<sup>13</sup> Que es la oferta de precio monómico de la energía del Adjudicatario en USD/MWh, que es aplicada desde la Puesta en Operación Comercial hasta la Fecha de Término del Contrato, aplicando el Factor de Corrección y la fórmula de actualización establecida en las Bases.

<sup>14</sup> Es la energía que el Generador RER no puede inyectar al SEIN por disposiciones del COES y/o por condiciones de operación del sistema eléctrico y/o instalaciones de terceros y/o por causas de fuerza mayor calificadas por OSINERGMIN. Es determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.

efectos que puede tener en los ingresos de la central durante su operación, tendencia que debe ser mitigada.

Frente a la situación expuesta, la normativa actual permite a los concesionarios, que a partir del segundo año de la POC, puedan solicitar al Ministerio el reajuste de su Energía Adjudicada para reducirla por una sola vez, hasta un máximo del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada.

Al respecto, se ha identificado centrales RER que en operación vienen produciendo una cantidad de energía eléctrica significativamente menor a la Energía Adjudicada, por razones exógenas al concesionario, como la disponibilidad del recurso energético primario, advirtiéndose que el porcentaje de 15% podría no ser suficiente para tomar en cuenta la producción real de las centrales RER, lo cual genera perjuicios económicos en los concesionarios, que afectarían los flujos de ingresos poniendo en riesgo la sostenibilidad del proyecto RER.

### **C. Información remitida por el COES para el cálculo de la Prima RER**

En cuanto al cálculo de la Prima RER, de acuerdo con el numeral 4.6 del Procedimiento de Cálculo de la prima para la generación con Recursos Energéticos Renovables (aprobado con Resolución de Consejo Directivo N° 001-2010-OS/CD), el COES debe remitir en el mes de marzo de cada año un informe técnico a OSINERGMIN con los saldos que faltan compensar a los generadores RER y una proyección de los mismos para su inclusión en la determinación de la prima RER, que se fija en el marco del procedimiento de fijación de los precios en barra. Sin embargo, no existe un procedimiento para la verificación de la información remitida por el COES al Osinergmin; lo cual puede ocasionar un cálculo inexacto de la Prima RER durante el procedimiento de fijación de Precios en Barra, afectando la calidad de los resultados y sobrecostos por la reliquidación necesaria para determinar los valores correctos, si tenemos en cuenta que se debe aplicar la tasa del 12% a estos valores.

### **FUNDAMENTOS DE LAS PROPUESTAS**

La propuesta consiste en tres medidas de modificación del Reglamento RER, de acuerdo al siguiente detalle:

- Artículo 9: Precisar que la definición de los límites de variación o inyección de potencia, para las centrales RER no gestionables, que garantice una operación confiable del SEIN, se efectúe en cada convocatoria a una subasta de manera obligatoria.
- Artículo 19.4: Establecer que a partir del segundo año de su operación, la empresa concesionaria puede solicitar al Ministerio la reducción de su Energía Adjudicada por una sola vez, por una cantidad máxima correspondiente al promedio de su producción histórica acreditada hasta la fecha de solicitud.
- Artículo 19.7: Establecer que el COES antes de enviar a OSINERGMIN, el informe de liquidación anual de los pagos a los Generadores RER, publique dicho informe para consideración de las empresas generadoras, a fin de que se pronuncien dentro de un plazo establecido, de acuerdo al procedimiento que será elaborado por el COES.

Cabe mencionar, que las modificaciones de los artículos señalados, serán aplicables solo a los nuevos proyectos de Subastas RER adjudicados, de conformidad con el artículo 62 de la Constitución Política del Perú.

La propuesta consiste en modificar los artículos 19.4 y 19.7 del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM, en los siguientes términos:



**"Artículo 9.- Convocatoria a Subasta**

(...)

*El Ministerio, a propuesta del COES, define los límites de variación o inyección de potencia de las centrales RER no gestionables, en las Barras del SEIN para garantizar la operación confiable."*

(...)

**"Artículo 19.- Ingreso por Energía**

(...)

*19.4. A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, el titular por única vez, puede solicitar al Ministerio la reducción de su Energía Adjudicada, por una cantidad máxima correspondiente al promedio de su producción histórica acreditada hasta la fecha de solicitud.*

(...)

*19.7. El COES efectúa y remite a OSINERGMIN, antes del 15 de febrero de cada año, un informe de liquidación anual de los pagos a los Generadores RER de acuerdo a lo establecido en el numeral anterior. Antes de remitir dicho informe, el COES someterá a consulta de los Generadores RER los resultados obtenidos, e incluirá un proceso de ajuste y validación de los resultados. Para tal fin, el COES debe elaborar el procedimiento correspondiente."*

**ANALISIS COSTO BENEFICIO**

**Verificación de las condiciones en el SEIN cuando se convoca una nueva subasta**

Como beneficio para los inversionistas interesados en desarrollar proyectos RER no gestionable, se genera predictibilidad porque proporciona al inversionista, información sobre la máxima generación que puede conectarse en cada una de las Barras del SEIN. Asimismo, genera igualdad de condiciones entre todas las tecnologías no gestionables, evitando el sesgo hacia la tecnología eólica.

No se ha identificado costos para los actores a los que se le aplicará la propuesta normativa.

**Disminución de la Energía Adjudicada de una Central RER**

Como beneficio para los inversionistas interesados en desarrollar proyectos RER, se reduce el riesgo sobre los flujos futuros del proyecto al momento de la Subasta, y como



consecuencia se disminuye el costo de inversión, reduciendo la oferta económica presentada por los postores al momento de la adjudicación de las Subastas RER.

Por otro lado, se espera tener ofertas económicas más competitivas (insumo para el cálculo de la Prima RER) dado que se mitigan los riesgos de los proyectos RER. Como consecuencia de ello, el Usuario se beneficia con menores tarifas eléctricas.

No se ha identificado costos para los actores a los que se le aplicará la propuesta normativa.

### **Información remitida por el COES para el cálculo de la Prima RER**

Al contar con un procedimiento de revisión previa de la información para el cálculo de la Prima RER, se evita tener que efectuar reliquidaciones por cálculos inexactos de este cargo tarifario, evitando así costos administrativos y financieros. Como consecuencia de ello, los Usuarios se benefician con menores tarifas eléctricas.

No se ha identificado costos para los actores a los que se le aplicará la propuesta normativa.

## **V. Modificaciones al Reglamento de Cogeneración**

### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

Las normas vigentes del Reglamento de Cogeneración, aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM, que se proponen modificar, señalan actualmente lo siguiente:

#### ***"Artículo 3.- Definiciones y Glosario de Términos***

*Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tendrán el significado que a continuación se indica:*

*3.1 Autoconsumo de Potencia.- Es la potencia eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES."*

*(...)*

*1.1 Autoconsumo de Energía.- Es la energía eléctrica destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. Será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.*

*(...)"*

#### ***"Artículo 14.- Tratamiento de una Central de Cogeneración Calificada sin producción de Calor útil asociado***

*Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté operando para producir Calor Útil, estará sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas del SEIN. Para este efecto, el Cogenerador deberá informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones. El COES adecuará los procedimientos correspondientes para tomar en consideración las distintas modalidades de operación de las Centrales de Cogeneración Calificadas."*



La octava disposición complementaria final de la Ley N° 28832 establece que para la promoción de la cogeneración eficiente, se seguirán las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,
- b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

La definición del término "autoconsumo de energía", en general, está referida a aquella energía que consume un usuario y que proviene de una fuente de generación propia. Sin embargo, en la definición de Autoconsumo de Energía contenida en el Reglamento de Cogeneración, no se explicita que dicha energía provenga de la producción del propio Cogenerador.

Actualmente, se están presentando casos en los cuales las centrales de cogeneración, durante determinados periodos, no logran cubrir la energía eléctrica utilizada en su proceso productivo, por lo que retiran energía del Mercado Mayorista de Electricidad y la utilizan para dicho proceso, sin tener un contrato de suministro de electricidad que respalde dichos retiros.

Es importante mencionar que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley N° 28832, solamente pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, para lo cual deben cumplir con los requisitos establecidos en el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Debido a que esta energía retirada del Mercado de Corto Plazo se utiliza para el proceso productivo del cual forma parte la central de cogeneración, dicho retiro se está considerando como Autoconsumo de Energía. Esta situación, excede el objeto de las medidas de promoción contenidas en la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, que es la comercialización de la inyección de excedentes de producción de energía eléctrica, provenientes de un proceso combinado de energía eléctrica y Calor Útil que forma parte integrante de una actividad productiva.

## FUNDAMENTOS DE LAS PROPUESTAS

La propuesta consiste en precisar que el Autoconsumo de Potencia y de Energía corresponde a una porción de la energía y potencia producida y consumida por el propio Cogenerador, y, establecer que los retiros que realice el Cogenerador del sistema en exceso de la producción de energía eléctrica propia, deben estar respaldados por contratos de suministro.

Para lo cual se sugiere la siguiente modificación:

### ***"Artículo 3.- Definiciones y Glosario de Términos***

*Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural, tienen el significado que a continuación se indica:*

*"3.1. Autoconsumo de Potencia.- Es la parte de la potencia eléctrica, producida por el propio Cogenerador, destinada a su proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. La potencia autoconsumida será medida y registrada de manera independiente de lo producido por el Cogenerador. En todo momento, el Autoconsumo de Potencia no puede ser superior a la potencia entregada al SEIN por la central cogeneradora."*

*(...)"*



*"3.2. Autoconsumo de Energía.- Es la parte de la energía eléctrica, producida por el propio Cogenerador, destinada a su proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de Cogeneración. La energía autoconsumida, será medida y registrada de manera independiente de lo producido por el Cogenerador. En todo momento, el Autoconsumo de Energía no puede ser superior a la energía entregada al SEIN por la central cogeneradora."*

(...)

**"Artículo 14.- Tratamiento de una Central de Cogeneración Calificada sin producción de Calor útil asociado**

*Cuando una Central de Cogeneración Calificada no esté operando para producir Calor Útil, está sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a las unidades termoeléctricas del SEIN. Para este efecto, el Cogenerador deberá informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones. El COES adecuará los procedimientos correspondientes para tomar en consideración las distintas modalidades de operación de las Centrales de Cogeneración Calificadas.*

*Todo consumo de electricidad para el proceso productivo que no sea abastecido por la Central de Cogeneración debe ser respaldado mediante contratos de suministro con Generadores y/o Distribuidores que tengan la condición de Participante en el Mercado Mayorista de Electricidad.*



*En los periodos en que la Central de Cogeneración se encuentre en mantenimiento por autorización del COES, el Cogenerador puede efectuar retiros en el Mercado Mayorista de Electricidad, por un plazo máximo que es definido en el Procedimiento Técnico correspondiente."*

Se recomienda la propuesta debido a que coadyuva a la igualdad de condiciones entre la Generación y la Cogeneración (cuando no opera con producción de calor útil) perteneciente al COES y dispone las obligaciones del Cogenerador cuando se comporta como un usuario del servicio eléctrico. Asimismo, si no se aprueba dicha medida, se incrementará el número de cogeneradores que quieran aprovecharse de la situación planteada.

## **ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en los Cogeneradores, el COES y Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

En principio, la medida propuesta tiene por finalidad precisar los derechos y obligaciones que tienen los Cogeneradores en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Cabe señalar que solo los Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad (previo cumplimiento de los requisitos establecidos en el Reglamento) tienen el derecho de retirar electricidad a costos marginales, mientras que los Cogeneradores solo pueden inyectar sus excedentes al SEIN, a precios marginales.

Por ello, la medida que se adopta, tiene el beneficio para el sistema de hacer transparentes las transacciones entre los Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

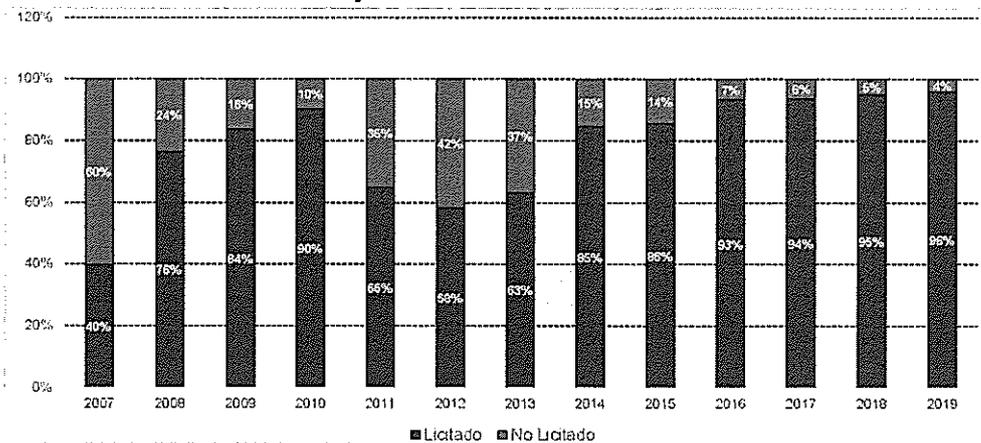
## VI. Modificaciones al Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad

### DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR

De acuerdo al artículo 29 de la Ley N° 28832, para la formación del Precio a Nivel de Generación (PNG), participan los precios facturados entre Generadores y Distribuidores, de contratos de suministro resultantes de Licitaciones y Sin Licitación (Precios en Barra).

A la fecha, el PNG proviene fundamentalmente de los Precios Firmes correspondientes a los Contratos Resultantes de Licitaciones (96%) y en menor medida de los Precios de Potencia y Energía pactados en los Contratos sin Licitación (4%)

**Gráfico N° 2: Participación de las Licitaciones de Suministro**



Fuente: Precio a Nivel de Generación

Es de anotar que los Precios Firmes correspondientes a las Licitaciones de Largo Plazo (inicio de suministro con anticipación mayor a 3 años), contemplan un plazo contractual de entre 5 y 20 años, y no comprende otro tipo de Licitaciones como las Licitaciones de Mediano Plazo (hasta 5 años), o de Corto Plazo (inicio de suministro con anticipación menor a 3 años), que permitan recoger la señal de escasez del Mercado Mayorista de Electricidad, según se aprecia en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°5. Plazos de las Licitaciones de Suministro**

Año	Licitación
2009	Licitación EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014 - 2021 (8 años)
2009	Licitación EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014 - 2023 (10 años)
2009	Licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014 - 2025 (12 años)
2009	Licitación DISTRILUZ: 2013 - 2022 (10 años)
2010	Licitación LDS-01-2010-LP: 2014 - 2021 (8 años)
2010	Licitación ELD-01-2010-LP: 2014 - 2018 (4 años 11 meses)
2011	Licitación LDS-01-2011-LP: 2018 - 2027 (10 años)
2012	Licitación EDN-01-2012-LP: 2016 - 2027 (12 años)
2015	Licitación ED-01-2015-LP: 2022 - 2031 (10 años)

Fuente: Elaboración propia



En el caso particular de las licitaciones con menos de tres años de anticipación, la finalidad de estas licitaciones no es promover la inversión en nuevas unidades, sino atender el suministro de energía producto del descalce entre los contratos suscritos y la proyección de la demanda que fuera contratada.

Mediante Decreto Supremo N° 052-2007-EM se aprobaron las disposiciones reglamentarias para el desarrollo de las Licitaciones de Suministro de Electricidad establecidas en la Ley 28832, no habiéndose incluido las disposiciones para el desarrollo de las Licitaciones de Corto Plazo. Si bien mediante Resolución de Consejo Directivo N° 191-2012-OS/CD se aprobó la norma "Procedimiento para las Licitaciones de Corto Plazo de Suministro en el Marco de la Ley N° 28832", dicha norma no contempla el procedimiento que permita a las empresas de distribución eléctrica convocar Licitaciones de corto plazo, teniendo en cuenta un proceso sencillo, ágil y eficaz para garantizar el suministro de electricidad por periodos de corto plazo.



Es importante señalar que, de acuerdo a los avances efectuados por el Grupo de Generación de la Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Eléctrico (en adelante "CRSE"), de la evaluación del tema "Esquemas de mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad", se ha identificado la necesidad de realizar una reducción de los tiempos del proceso de Licitación, con la finalidad de otorgar una mayor flexibilidad en el desarrollo del proceso de licitación, a fin de cubrir los descalces por fluctuaciones estacionales de la demanda. Agrega el Grupo de Trabajo de Generación de la CRSE, que debe otorgarse mayores facilidades para la presentación de la documentación en el proceso de Licitación, mediante el uso de medios informáticos y virtuales. t.

## **FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA**

Proponer un procedimiento que permita a las empresas de distribución eléctrica convocar Licitaciones de corto plazo, teniendo en cuenta un proceso sencillo, ágil y eficaz para garantizar el suministro de electricidad por periodos de corto plazo.

Para lo cual se sugiere la siguiente modificación:

### ***"Artículo 7.- Modificación del Reglamento de Licitaciones aprobado por Decreto Supremo N°052-2007-EM***

*Modificar el Título III e incluir el Título VI del Reglamento de Licitaciones aprobado Decreto Supremo N° 052-2007-EM, de acuerdo al siguiente detalle:*

### ***"TÍTULO III PREPARACIÓN DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO (...)***

### ***"TÍTULO VI LICITACIONES DE CORTO PLAZO***

#### ***Artículo 21.- Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años***

*La Distribuidora puede iniciar el proceso de licitación de corto plazo en cualquier momento, para lo cual debe utilizar las bases estandarizadas aprobadas por Osinergmin.*

*Las etapas contempladas para las licitaciones de corto plazo son las siguientes: convocatoria a Licitación, venta de Bases, acto de precalificación, comunicación de precalificación, apertura de propuestas y adjudicación de la buena pro, firma de contratos y publicación de los resultados.*

El desarrollo del proceso de licitación es electrónico y no puede exceder el plazo de treinta (30) días calendario hasta la etapa de adjudicación."

## **ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en los Generadores, Distribuidores y Usuarios Regulados.

En el caso de los Distribuidores, la medida propuesta permite que tengan una opción de contratación adicional para cubrir el descalce entre la energía contratada a largo plazo, respecto de sus requerimientos de corto plazo, lo cual les permite garantizar el cumplimiento de su obligación de garantizar el suministro de sus Usuarios dentro del periodo de 24 meses.

En el caso de los Generadores, el establecimiento de disposiciones reglamentarias para el impulso de las Licitaciones de Corto Plazo, incrementa la competencia en la comercialización mayorista de electricidad, dado que las contrataciones a corto plazo podrán ser resultado de procesos competitivos, en lugar de contrataciones bilaterales, como es en la actualidad.

Para los Usuarios Regulados, la medida propuesta permite que los Precios Firmes que son utilizados para el cálculo del Precio a Nivel Generación, puedan recoger la señal de los costos marginales de corto plazo y no como es en la actualidad que los Precios Firmes responden en su totalidad a la señal de escasez de las licitaciones de largo plazo efectuadas en los años 2010, 2011, 2012 y 2015.

## **VII. Modificaciones al Reglamento de Transmisión**

### **a) Modificación del artículo 4 del Reglamento de Transmisión**

#### **DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

El artículo 4 del Reglamento de Transmisión, establece lo siguiente:

#### ***"Artículo 4.- Manifestación de Interés para la ejecución de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión***

*"4.1 A partir de la entrada en vigencia del Plan de Transmisión, los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, que no constituyan Refuerzos, contarán con un plazo no prorrogable de noventa (90) días calendario, para manifestar su interés de construir y operar dichas instalaciones, mediante comunicación escrita a la Dirección acompañada con una carta fianza a favor del Ministerio por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado en el Anteproyecto del proyecto indicado en el Plan de Transmisión y con una validez de ciento ochenta (180) días calendario.*

*4.2 En caso de concurrencia de manifestaciones de interés, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del plazo anterior, el Ministerio iniciará la selección del Agente habilitado para la implementación del Proyecto Vinculante, considerando para dichos efectos el menor plazo propuesto para la ejecución del proyecto.*



*4.3 Después de registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, éste contará con un plazo máximo de sesenta (60) días calendario para presentar el cronograma de ejecución de las obras detallado, con la indicación de las fechas de inicio y puesta en operación comercial. La fecha de inicio debe estar comprendida, como máximo, dentro de los cinco (5) días siguientes a la presentación del cronograma y el plazo hasta la puesta en operación comercial no debe superar el plazo de implementación previsto en el cronograma del Anteproyecto.*

*4.4 En los casos en que el Agente no presente el cronograma de ejecución de las obras cumpliendo los requerimientos y dentro del plazo indicado en el numeral 4.3, o no cumpla con la fecha de la puesta en operación comercial, se ejecutará la fianza indicada en 4.1, salvo caso fortuito o fuerza mayor.*

*4.5 En los casos a que se refiere el numeral precedente, el Ministerio o en su caso PROINVERSION, procederán a licitar la instalación y quedan autorizados a utilizar los estudios, certificados, permisos y otra documentación que el solicitante originario hubiera presentado como parte del trámite para obtener la concesión definitiva de transmisión. En las Bases de la licitación se establecerá el monto que el adjudicatario de la buena pro deberá reembolsar al solicitante originario antes de la firma del Contrato de Concesión de SGT.”*

Al respecto, sobre este apartado del Reglamento de Transmisión, el Grupo de Trabajo de la Transmisión de la CRSE en su informe preliminar correspondiente a la evaluación del tema “Esquemas para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión”, ha identificado que el plazo de 180 días para solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica es inviable que pueda ser cumplido, dado que la aprobación del estudio de ambiental, que es requisito para solicita la concesión definitiva, tiene una duración mucho mayor a dicho plazo.

En efecto, el artículo 25 de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece los requisitos para presentar la solicitud para la obtención de concesión definitiva, en la que se debe adjuntar, entre otros, la resolución aprobatoria del instrumento ambiental.

Al respecto, el artículo 18 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, establece; entre otras, una serie de disposiciones que se deben observar durante la elaboración de los Estudios Ambientales, es decir previos a su evaluación, tales como:

- Deben ser elaborados sobre la base del proyecto a nivel de factibilidad.
- Para la elaboración del diseño del proyecto eléctrico y la determinación de la Línea Base se debe considerar el análisis de alternativas y demás consideraciones técnicas establecidas en el Decreto Supremo N° 005-2016-MINAM – Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Título II de la Ley N° 30327, Ley de Promoción de las Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible, y otras medidas para optimizar y fortalecer el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, según corresponda,
- La identificación, caracterización y valoración del nivel de significancia de los impactos ambientales debe realizarse sobre los componentes principales y auxiliares del proyecto de inversión de manera indivisible en todas sus fases, se debe incluir información sobre la posible afectación de los derechos colectivos de los Pueblos Indígenas u Originarios,



- La Línea Base, identificación y evaluación de los impactos, así como la estrategia de manejo ambiental, debe ser elaborada por una Consultora Ambiental inscrita en el Registro Nacional de Consultoras Ambientales a cargo del Senace, sin perjuicio de la regulación de acompañamiento para la elaboración de la Línea Base.
- Los documentos que el Titular presente ante la Autoridad Ambiental Competente deben estar redactados en idioma castellano; asimismo, el Resumen Ejecutivo del Estudio Ambiental también debe ser redactado en el idioma o lengua predominante en la localidad donde se planea ejecutar el proyecto eléctrico,
- El Estudio Ambiental incluye lo establecido en los Términos de Referencia para proyectos eléctricos que apruebe la Autoridad Ambiental Competente,
- El inicio de la elaboración del Estudio Ambiental debe ser comunicado por el Titular a la Autoridad Ambiental Competente, con 20 días hábiles de anticipación, entre otros.

Como puede advertirse, el tiempo que necesitaría el Agente para elaborar el Estudio Ambiental, y posteriormente solicitar su evaluación ante la autoridad competente, trasciende largamente el plazo de ciento ochenta días que otorga la norma actual, para la presentación de su solicitud de concesión definitiva, más aún sanciona el incumplimiento de la presentación de la concesión definitiva con la ejecución de la fianza presentada a favor del Ministerio de Energía y Minas.

Esta realidad, ha originado que desde la aprobación del Reglamento de Transmisión, no se haya materializado, la manifestación de interés por parte de los agentes para la construcción y operación de alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.

En efecto, a la fecha el Ministerio de Energía y Minas, aprobó seis Planes de Transmisión, conforme se detalla en el Cuadro N° 1, sobre los cuales, en ningún caso, los Agentes manifestaron su interés para la construcción y operación de alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión que se detallan; debido a, entre otros, la condición de que una vez registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, este deberá presentar en el plazo de ciento ochenta días su solicitud de concesión definitiva.

**Cuadro N° 6: Planes de Transmisión aprobados a Febrero de 2020**

<b>Item</b>	<b>Plan de Transmisión</b>	<b>Fecha de Publicación</b>
1	Plan de Transmisión RM N° 552-2006-MEM/DM	Noviembre de 2006
2	Plan de Transmisión 2011-2020 RM N° 213-2011-MEM/DM	Abril de 2011
3	Plan de Transmisión 2013-2022 RM N° 583-2012-MEM/DM	Diciembre de 2012
4	Plan de Transmisión 2015-2024 RM N° 575-2014-MEM/DM	Enero de 2015
5	Plan de Transmisión 2017-2026 RM N° 562-2016-MEM/DM	Enero de 2017
6	Plan de Transmisión 2019-2028 RM N° 540-2018-MEM/DM	Diciembre de 2018

Fuente: Elaboración propia



## FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA

La Ley N° 28832 establece que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad. Al respecto, la LCE establece que, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento y la transmisión y distribución de electricidad, son de utilidad pública.

En esa línea, teniendo en cuenta la problemática antes descrita, resulta importante proponer la modificación del artículo 4 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión, que regula la Manifestación de Interés y Suscripción de Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica para el Sistema Complementario de Transmisión, retirando como requisito la para la presentación de la solicitud de concesión definitiva en un plazo de ciento ochenta días, y reemplazándolo por la presentación de un cronograma de ejecución de obras y presentación de la garantía correspondiente, en un plazo razonable que permita a las empresas gestionar la emisión de dichas garantías con las entidades del sistema financiero.

En este contexto, considerando la evolución del marco normativo, y la falta de flexibilidad dentro de la norma actual, con la finalidad de promover la iniciativa propia de parte de los Agentes para que en el corto plazo, se ejecuten Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión; y, se genere mayor competencia en el mercado, en beneficio de todos los usuarios, se propone la siguiente modificatoria normativa:

### **"Artículo 4.- Manifestación de Interés para la ejecución de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión"**

*"4.1 A partir de la entrada en vigencia del Plan de Transmisión, los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, que no constituyan Refuerzos, contarán con un plazo no prorrogable de noventa (90) días calendario, para manifestar su interés de construir y operar dichas instalaciones, mediante comunicación escrita a la Dirección acompañada con una carta fianza a favor del Ministerio por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado en el Anteproyecto del proyecto indicado en el Plan de Transmisión y con una validez de ciento ochenta (180) días calendario.*

*4.2 En caso de concurrencia de manifestaciones de interés, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del plazo anterior, el Ministerio iniciará la selección del Agente habilitado para la implementación del Proyecto Vinculante, considerando para dichos efectos el menor plazo propuesto para la ejecución del proyecto.*

*4.3 Después de registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, éste contará con un plazo máximo de sesenta (60) días calendario para presentar el cronograma de ejecución de las obras detallado, con la indicación de las fechas de inicio y puesta en operación comercial. La fecha de inicio debe estar comprendida, como máximo, dentro de los cinco (5) días siguientes a la presentación del cronograma y el plazo hasta la puesta en operación comercial no debe superar el plazo de implementación previsto en el cronograma del Anteproyecto.*

*4.4 En los casos en que el Agente no presente el cronograma de ejecución de las obras cumpliendo los requerimientos y dentro del plazo indicado en el numeral 4.3,*



o no cumpla con la fecha de la puesta en operación comercial, se ejecutará la fianza indicada en 4.1, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

*4.5 En los casos a que se refiere el numeral precedente, el Ministerio o en su caso PROINVERSION, procederán a licitar la instalación y quedan autorizados a utilizar los estudios, certificados, permisos y otra documentación que el solicitante originario hubiera presentado como parte del trámite para obtener la concesión definitiva de transmisión. En las Bases de la licitación se establecerá el monto que el adjudicatario de la buena pro deberá reembolsar al solicitante originario antes de la firma del Contrato de Concesión de SGT."*

Asimismo, para que la modificación propuesta pueda ser implementada para la ejecución de los Proyectos Vinculantes de las actualizaciones del Plan de Transmisión que no han sido aprobadas, se ha considerado incorporar la siguiente Disposición Complementaria Final:

**"Tercera.- Manifestación de Interés para la ejecución de proyectos nuevos de los Planes de Transmisión aprobados**

*Dentro de un plazo de noventa (90) días calendario contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, cualquier Agente puede manifestar su interés en ejecutar algún Proyecto Vinculante de las actualizaciones del Plan de Transmisión, que no constituyan Refuerzos, y que aún no hayan sido incorporados al proceso de promoción de la inversión privada, conforme a lo dispuesto en la normatividad sobre la materia. Para dichos efectos, resulta aplicable lo dispuesto en el artículo 4 de Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM."*



**ANÁLISIS COSTO BENEFICIO**

En el presente caso, la norma propuesta, repercute en beneficio de los usuarios del servicio eléctrico; en razón de que se flexibiliza el procedimiento para la manifestación de interés por parte de los Agentes, en la construcción y operación de algunas de las instalaciones comprendidas de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, toda vez que para su ejecución, sólo se requiere la presentación de un calendario de ejecución de obras detallado, indicando las fechas de inicio y puesta en operación comercial, lo que genera mayores incentivos a los Agentes para hacer uso del mecanismo de iniciativa propia que permitirá implementar Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión en la fecha establecida en el respectivo Plan de Transmisión, lo que al final redundará en beneficio de todos los usuarios.

La propuesta normativa permitirá reducir los plazos requeridos desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta la puesta en servicio de un Proyecto Vinculante, y con ello asegurar su ejecución oportuna, para garantizar la confiabilidad del suministro.

En cuanto a los costos de la norma, es importante resaltar que el presente proyecto no generará gastos al erario nacional.

**VIII. Modificación del artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM**

**DESCRIPCION DE LA PROBLEMÁTICA QUE SE BUSCA ABORDAR**

La Sétima Disposición Transitoria de la LCE, establece que en situaciones de emergencia o graves deficiencias en el servicio, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución

Ministerial podrá facultar a los Directorios de las Empresas en las que el Estado pudiera mantener participación mayoritaria, a adoptar acciones correctivas destinadas a superar tales situaciones.

De acuerdo al numeral 2.1. del artículo 2 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM, el Ministerio de Energía y Minas declarará mediante Resolución Ministerial, a solicitud del COES para el caso del SEIN o a solicitud de las empresas de distribución para el caso de los Sistemas Aislados, las situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte y su respectivo plazo, a efectos de garantizar la confiabilidad del abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN.

Actualmente, una vez que el Ministerio de Energía y Minas declara la emergencia o la situación de grave deficiencia del suministro, es la empresa pública encargada de contratar la capacidad de generación y/o transmisión adicional temporal, la encargada de identificar la solución que se requiere para superar la situación de emergencia o de grave deficiencia. Ello a pesar de que en los casos que se presentan en el SEIN, la identificación de la solución para el problema puede requerir la evaluación de medidas que estén más allá de las que dicha empresa pública puede identificar las medidas que se requieren para garantizar la operación segura del sistema eléctrico afectado (el cual forma parte del SEIN).



## FUNDAMENTOS DE LA PROPUESTA

En relación a la solicitud que formula el COES y las empresas de distribución al MINEM, incluir un párrafo en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM, que establezca que el COES en concordancia con las funciones previstas en los artículo 12 y 13 de la Ley 28832, se encargue de identificar y proponer al Ministerio de Energía y Minas, la solución técnica que se requiere adoptar con la finalidad de garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente del Servicio Público de Electricidad, frente a las situaciones de emergencia o de grave deficiencia del suministro eléctrico se produzcan en el SEIN; y, de igual forma corresponderá en los casos de los Sistemas Aislados, a la empresa de distribución local, identificar y proponer la solución técnica que se requiera adoptar, dado que son responsables del suministro eléctrico en dicho sistema.

Para lo cual se sugiere la siguiente modificación:

### ***"Artículo3.- Implementación de Medidas Temporales***

*Las solicitudes previstas en el numeral 2.1 del artículo 2, que presentan el COES y las empresas públicas de distribución al Ministerio de Energía y Minas para la implementación de Medidas Temporales, deberán incluir la propuesta de la solución técnica que se requiere adoptar con la finalidad de garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente del Servicio Público de Electricidad.*

*Los costos totales, incluyendo los costos financieros, que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Nacional, conforme se establece en los numerales 1.2 y 1.3 del artículo 1 de la Ley N° 29970.*

*La empresa encargada de desarrollar las medidas temporales señaladas en el párrafo anterior, será responsable de ejecutar los procesos de contratación correspondientes, de conformidad con la legislación de la materia y los*

*procedimientos aprobados por Osinergmin. Los costos resultantes de estos procesos, incluyendo los costos de operación y mantenimiento, serán reconocidos en la correspondiente regulación, en la que se determinará el cargo y sus condiciones de aplicación, para lo que se descontarán los ingresos temporales por prestaciones de servicios resultantes y/o compensaciones que tengan lugar, de conformidad con la normatividad aplicable.*

## **ANALISIS COSTO BENEFICIO**

La medida propuesta incide de forma directa en el COES, dado que dicha entidad será la encargada de identificar la solución técnica que se requiere para superar la situación de grave deficiencia del suministro eléctrico que se identifique. Cabe señalar que la función que se establece en favor del COES, forma parte de las competencias que le corresponde como encargado de la coordinación de la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, las cuales son financiadas a través de los aportes que realizan los Integrantes del COES.

## **ANALISIS DEL 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 de los artículos 73, 95, 112 y 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; modificar los artículos 4 e incorporar el artículo 10 al Reglamento de Usuarios Libres, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM; modificar los artículos 1, 4, 5, 9, 19 e incorporar el Título VIII al Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM; modificar los artículos 3 y 14 del Reglamento de Cogeneración aprobado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM; modificar el artículo 4 e incluir una Disposición Complementaria Final del Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM; y finalmente modificar el artículo 3 del Decreto Supremo N° 044-2014-EM.

