

Informe de Regulación

Periodo enero - junio 2026

Informe sobre los criterios de interpretación
y aplicación de las normas del ROBCP.



UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



Informe de Regulación Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. GAR-RSG001 "Informe de regulación"	
Fecha: 31 de agosto de 2026	Periodo: Enero a junio 2026
Informe sobre los criterios de interpretación y aplicación de las normas del ROBCP del período: enero - junio 2026	

Introducción

pág. **04**

**Generalidades sobre el Reglamento de Operación
del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
Basado en Costos de Producción (ROBCP)**

pág. **05**

**CRITERIOS DE INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN
NORMATIVA Y DESEMPEÑO DE LAS REGLAS VIGENTES
PARA EL SEMESTRE ENERO-JUNIO 2026**

pág. **07**

**INCONVENIENTES REGULATORIOS IDENTIFICADOS
EN PERÍODOS ANTERIORES QUE CONTINÚAN
PENDIENTES DE RESOLUCIÓN**

pág. **17**

**Conflictos con PM en cuanto a la interpretación
y/o aplicación de las reglas vigentes**

pág. **38**

Introducción

En cumplimiento de lo establecido en el numeral 3.5.4 del Capítulo 3 "Manejo de la Información" del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), la Unidad de Transacciones presenta el Informe de Regulación correspondiente al período enero-junio 2026, con el objeto de informar sobre:

- a) Los criterios aplicados por la UT en la interpretación y ejecución de las disposiciones del ROBCP.
- b) Los inconvenientes identificados en la operación del sistema y la administración del Mercado Mayorista.
- c) Los conflictos surgidos con los Participantes de Mercado (PM), si los hubiere, en la interpretación o aplicación del marco normativo vigente.

Asimismo, el presente informe retoma aquellos inconvenientes regulatorios incluidos por la UT en Informes de Regulación de períodos anteriores que a la fecha continúan pendientes de resolución, su incorporación tiene por objeto ponerlos en conocimiento de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM), como autoridad actualmente competente en materia de electricidad, considerando que mediante los Decretos Legislativos No. 619 y No. 620, ambos de fecha 2 de julio de 2026, se reformaron la Ley de Creación de la SIGET y la Ley de Creación de la DGEHM, respectivamente, circunscribiendo las competencias de la SIGET al ámbito de las telecomunicaciones y atribuyendo a la DGEHM las funciones que las disposiciones del sector eléctrico asignaban a la SIGET.

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)

Antecedente histórico

- El 23 de octubre de 2008, mediante el Acuerdo No. 232-E-2008, la entonces denominada Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), actualmente Superintendencia General de Telecomunicaciones, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 31 de julio de 2009, por medio del Acuerdo No. 222-E-2009, la SIGET dispuso la publicación del ROBCP, otorgando a la Unidad de Transacciones el plazo para efectuar las actividades necesarias para su desarrollo e implementación, de conformidad con el Acuerdo No. 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante el Acuerdo No. 335-E-2011, la SIGET determinó que el ROBCP entraría en vigencia a partir del 1 de agosto de 2011.
- El 29 de julio de 2011, mediante el Acuerdo No. 370-E-2011, la SIGET aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente al ROBCP, orientadas a facilitar su adecuada implementación.
- El 17 de julio de 2024, mediante el Decreto Legislativo No. 49, se reformó el artículo 33 de la Ley General de Electricidad, estableciendo que el Reglamento de Operación elaborado por la UT sería aprobado por la SIGET, previo visto bueno de la DGEHM. Asimismo, la reforma también facultó a la DGEHM para efectuar de manera directa las modificaciones al Reglamento de Operación que resultaran pertinentes para garantizar el cumplimiento de la Ley General de Electricidad.
- El 2 de julio de 2026, mediante los Decretos Legislativos No. 619 y No. 620, se reformaron la Ley de Creación de la SIGET y la Ley de Creación de la DGEHM, respectivamente, las cuales circunscribieron las competencias de la SIGET al ámbito de las telecomunicaciones y atribuyeron a la DGEHM el ejercicio de las funciones que las disposiciones del sector eléctrico asignaban a la SIGET.

A partir de estas últimas reformas, el artículo 3 del Decreto Legislativo No. 620 establece que la DGEHM es la institución competente para implementar y ejercer las atribuciones contempladas en las disposiciones del sector de electricidad y que las referencias a la SIGET contenidas en dichas disposiciones deben entenderse efectuadas a la DGEHM. Por su parte, el artículo 10 del referido Decreto Legislativo No. 620 mantiene la vigencia de los reglamentos, instructivos, resoluciones, normas, acuerdos y demás disposiciones emitidas por la SIGET relacionados con el sector de electricidad, en todo aquello que no contradiga las reformas y mientras no sean derogados o modificados expresamente por la DGEHM. Por tanto, el ROBCP mantiene su vigencia y las referencias a la SIGET contenidas en sus disposiciones deben entenderse conforme al marco institucional vigente.

Informe de Regulación

CRITERIOS DE INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN NORMATIVA Y DESEMPEÑO DE LAS REGLAS VIGENTES PARA EL SEMESTRE ENERO-JUNIO 2026

COORDINACIÓN DE MANIOBRAS ENTRE PM PARA LA EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas

Con respecto a la coordinación y ejecución de mantenimientos programados que requieren maniobras en instalaciones de otros Participantes del Mercado (PM), la UT tomó en consideración las disposiciones aplicables que se detallan a continuación:

- i. **Ley General de Electricidad, artículo 42**
Establece que las decisiones de operación adoptadas por la UT son de cumplimiento obligatorio para los operadores. Por lo que, los operadores deben atender las instrucciones de la UT para la operación del Sistema.
- ii. **Ley General de Electricidad, artículo 43**
Establece que cada operador es responsable del mantenimiento, ampliación y mejora de sus instalaciones. Asimismo, dispone que las operaciones de mantenimiento de generadores y transmisores deben coordinarse con la UT.
- iii. **ROBCP, Capítulo 2 “Condiciones Generales”, numeral 2.1.2**
Establece que la UT operará el sistema de transmisión manteniendo la seguridad y calidad requeridas y que cada PM debe cumplir las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de las instalaciones o personas, los cuales deben ser verificados por la UT.
- iv. **ROBCP, Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos”, numeral 16.1.1**
Asigna a la UT la responsabilidad de coordinar los mantenimientos solicitados por los PM, con el objeto de programar una condición de indisponibilidad adecuada a la calidad y seguridad pretendida en el abastecimiento.
- v. **ROBCP, Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos”, numeral 16.2.2.3**
Establece la información que debe contener una solicitud de mantenimiento mayor, incluyendo las fechas previstas de inicio y finalización, los PM y equipos que pueden resultar afectados por la indisponibilidad y las maniobras de conexión y desconexión con la red de los equipos afectados. Lo cual, permite identificar previamente los participantes, equipos y maniobras que deben considerarse para coordinar la ejecución del mantenimiento.

- vi. **ROBCP, Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos”, numeral 16.4.1**
Dispone que, un día antes de la fecha prevista para iniciar un mantenimiento, la UT debe suministrar al PM involucrado la autorización que confirma el día y hora especificados para su inicio. Es decir, que se identifica necesaria la confirmación previa de la fecha y hora en que deberá ejecutarse el mantenimiento coordinado.
- vii. **ROBCP, Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos”, numeral 16.4.3**
Establece que la UT definirá el procedimiento operativo de detalle para la entrega del equipo a mantenimiento y su posterior entrega a disponibilidad para la operación.
- viii. **ROBCP, Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos”, numeral 16.4.4**
Dispone que, en la fecha y hora previstas, la UT, en coordinación con el personal responsable por parte del PM, según corresponda, procederá a dejar fuera de servicio el equipo, el cual quedará bajo responsabilidad exclusiva del PM durante el período de mantenimiento.
- ix. **ROBCP, Capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, numeral 17.1.3**
Establece que la UT debe realizar las acciones necesarias para mantener las variables del sistema dentro de los límites establecidos y que cada PM debe poner sus equipos a disposición y cumplir las operaciones requeridas por la UT.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

De conformidad con el Capítulo 16 “Coordinación de Mantenimientos” del ROBCP, la UT es responsable de coordinar los mantenimientos solicitados por los PM, con el objeto de programar las indisponibilidades de los equipos en condiciones que garanticen la calidad y seguridad del abastecimiento de la demanda. Para los mantenimientos mayores, las solicitudes deben identificar, entre otros aspectos, las fechas previstas para su ejecución, los PM y equipos que pueden resultar afectados y las maniobras de conexión y desconexión necesarias para efectuar los trabajos.

Como parte de la etapa de ejecución, un día antes de la fecha prevista para iniciar el mantenimiento, la UT debe suministrar al PM involucrado la autorización que confirma el día y la hora especificados para su inicio. Asimismo, le corresponde a la UT definir el procedimiento operativo de detalle para la entrega del equipo a mantenimiento y, llegada

la fecha y hora previstas, coordinar con el personal responsable por parte del PM, según corresponda, las acciones necesarias para dejarlo fuera de servicio.

La ejecución de un mantenimiento puede requerir que, antes de dejar fuera de servicio el equipo objeto de los trabajos de mantenimiento, se realicen maniobras en otras instalaciones vinculadas operativamente. Cuando estas instalaciones pertenecen a otro PM, se necesita su participación para ejecutar dichas maniobras, como condición previa para dejar fuera de servicio el equipo que recibirá el mantenimiento.

En este contexto, para el 15 de marzo de 2026 se encontraba programado un mantenimiento mayor de ETESAL, S.A. DE C.V. en la barra de 23 kV de la subestación Nejapa y para dejar fuera de servicio las instalaciones en las que ETESAL, S.A. DE C.V. realizaría los trabajos, era necesario que DELSUR, S.A. DE C.V. efectuara previamente las maniobras sobre instalaciones de su propiedad, consistentes en aislar su interruptor y eliminar el retorno de voltaje hacia la subestación.

La necesidad de efectuar las maniobras mencionadas fue comunicada a DELSUR, S.A. DE C.V. el 11 de marzo de 2026 y reiterada a las 5:00 horas del día programado para el mantenimiento, cuyo inicio estaba previsto para las 6:00 horas. Al llegar la hora del inicio del mantenimiento, DELSUR, S.A. DE C.V. no contaba con personal disponible para realizar las maniobras, por lo que ETESAL, S.A. DE C.V. no pudo iniciar los trabajos en el horario establecido, debido a que previamente debía eliminarse el retorno de voltaje hacia la subestación para garantizar la seguridad de su personal. El personal de DELSUR, S.A. DE C.V. se presentó aproximadamente una hora después y, una vez ejecutadas las maniobras necesarias, ETESAL, S.A. DE C.V. pudo iniciar el mantenimiento.

De acuerdo con los registros de la UT, este retraso modificó el horario previsto para la ejecución de los trabajos y generó el riesgo de prolongar la afectación al suministro de ANDA, debido a que el circuito 2-84 de ANDA se encuentra conectado a la barra de 23 kV de la subestación Nejapa.

Inconveniente normativo identificado

La regulación vigente contiene disposiciones que permiten a la UT coordinar los mantenimientos y emitir instrucciones operativas a los PM, quienes deben cumplirlas en el marco de lo establecido en el ROBCP. En particular, el Capítulo 16 contempla que las solicitudes de mantenimiento mayor deben identificar a los PM y equipos que pueden resultar afectados, así como a las maniobras necesarias para su ejecución. A partir de lo ocurrido en la ejecución del mantenimiento descrito, se identifican los siguientes inconvenientes:

- Falta de regulación sobre la ejecución de maniobras por otros PM y la disponibilidad del personal requerido: El Capítulo 16 contempla la identificación

previa de los PM afectados y de las maniobras necesarias para efectuar el mantenimiento, así como la fecha y hora previstas para su ejecución. Asimismo, el numeral 16.4.4 dispone que la UT deje el equipo fuera de servicio en coordinación con el "personal responsable por parte del PM, según corresponda", sin distinguir si se trata del PM propietario del equipo o del que debe maniobrar sus propias instalaciones. Además, no establece expresamente que los PM deban realizar maniobras en sus propias instalaciones para permitir la ejecución del mantenimiento estén obligados a efectuarlas en el horario coordinado con la UT ni a asegurar la disponibilidad del personal necesario para realizarlas oportunamente. Lo anterior, puede ocasionar que el equipo no sea dejado fuera de servicio en el horario previsto, aun cuando el mantenimiento haya sido previamente coordinado.

- Tratamiento aplicable ante el retraso en la ejecución de las maniobras: El Capítulo 16 establece condiciones para la coordinación, autorización y ejecución de los mantenimientos en las horas y fechas previamente definidas. Sin embargo, no define cómo debe procederse cuando las maniobras que corresponden a otro PM no se realizan oportunamente y, como consecuencia, se retrasa la salida de servicio del equipo programado para mantenimiento, tampoco establece si estos eventos deben registrarse y reportarse al regulador o las actuaciones que corresponden a la UT posteriores a los casos de retrasos presentados.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la falta de disponibilidad del personal de DELSUR, S.A. DE C.V. en el horario definido para la realización del mantenimiento, la UT mantuvo la comunicación con los PMs involucrados y el equipo permaneció en servicio mientras las maniobras no fueran ejecutadas, ya que, mientras DELSUR, S.A. DE C.V. no entregara su instalación aislada y libre de retorno de voltaje, ETESAL, S.A. DE C.V. no podía iniciar los trabajos en la barra, y tampoco podía ejecutar por sí mismo esas maniobras, por tratarse de un equipo que no es de su propiedad. Una vez que DELSUR, S.A. DE C.V. efectuó las maniobras requeridas, ETESAL, S.A. DE C.V. inició el mantenimiento aproximadamente una hora después de la hora prevista.

Posteriormente, la UT analizó la situación presentada durante la ejecución del mantenimiento e identificó la necesidad de precisar el Capítulo 16 "Coordinación de Mantenimientos" del ROBCP, respecto de las obligaciones de los PM que deben realizar maniobras en sus instalaciones para permitir la ejecución de mantenimientos programados, así como del tratamiento aplicable cuando dichas maniobras no se realizan oportunamente.

III- Recomendación a la DGEHM

Con base en lo expuesto, se somete a consideración de la DGEHM que, en el marco de sus atribuciones legales, evalúe la incorporación de los ajustes correspondientes en el Capítulo 16 "Coordinación de Mantenimientos" del ROBCP, a efecto de normar la participación de los PM que deban maniobrar sus propias instalaciones como condición previa para la ejecución de un mantenimiento programado solicitado por otro participante.

En particular, se estima conveniente que dichas disposiciones establezcan de forma clara la obligación de esos PM de ejecutar las maniobras que les corresponden en los horarios coordinados con la UT, así como de asegurar la disponibilidad del personal necesario para realizarlas oportunamente. Asimismo, se considera necesario que se defina el tratamiento aplicable cuando dichas maniobras no se ejecuten conforme a lo coordinado y se retrase la salida de servicio del equipo, incluyendo el registro de estos eventos por parte de la UT y su comunicación a la DGEHM.

Se considera que la atención de esta recomendación permitiría delimitar con claridad las responsabilidades de cada participante cuando la salida de servicio de un equipo depende de maniobras en instalaciones de terceros, y reducir el riesgo de que la ejecución de los mantenimientos programados se vea desplazada respecto de las condiciones previamente coordinadas, con la consecuente afectación a los usuarios finales y a la operación en tiempo real.

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN LA CADENA DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LA GENERACIÓN RENOVABLE VARIABLE

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP.

Con respecto a la selección y verificación de los transformadores de corriente (TC) que forman parte de la cadena de medición del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), la UT ha tomado en consideración las disposiciones aplicables contenidas en el Capítulo 18 "Transacciones económicas" y en el Anexo 13 "Medición comercial" del ROBCP, que se detallan a continuación:

- i. **ROBCP, Capítulo 18 "Transacciones económicas", numeral 18.2.1.4.**
Establece que la instalación, operación y mantenimiento del SIMEC será a costo y responsabilidad del PM solicitante.
- ii. **ROBCP, Capítulo 18 "Transacciones económicas", numeral 18.2.2.1.**
Establece que el SIMEC debe contar, como mínimo, con medidores de energía y potencia, transformadores de corriente y de tensión, y sus respectivos equipos de respaldo.
- iii. **ROBCP, Anexo 13 "Medición comercial", numeral 2.1.8.**
Establece los errores máximos admisibles para los componentes del SIMEC y exige una precisión de 0.3 para los transformadores de corriente y de potencial. Asimismo, indica que las precisiones de los equipos de medición se encuentran basadas en la norma ANSI C57.13 o normas IEC equivalentes.
- iv. **ROBCP, Anexo 13 "Medición comercial", numeral 2.1.9.**
Requiere presentar el cálculo de la carga conectada a los transformadores de corriente y potencial, junto con los datos garantizados de los equipos conectados a la cadena de medición. La carga no podrá sobrepasar el rango especificado para la exactitud requerida.
- v. **ROBCP, Anexo 13 "Medición comercial", numeral 2.1.10.**
Establece que la carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y potencial debe mantenerse dentro de los límites de exactitud correspondientes.
- vi. **ROBCP, Anexo 13 "Medición comercial", numeral 2.1.11.**
Establece que los transformadores de corriente no deben sobredimensionarse respecto de la carga máxima y toma como referencia una carga mínima equivalente al 10 % de la corriente nominal primaria de la relación seleccionada. Para futuros sistemas de medición requiere transformadores de corriente con

multirrelación y la mejor exactitud en el devanado en el que se estime que el medidor operará nominalmente.

- vii. **ROBCP, Anexo 13 “Medición comercial”, Apéndice 2 “Tareas de auditoría”, numeral 3.1.3.**
Dispone verificar si la relación de transformación es adecuada respecto de la potencia declarada en la programación estacional.
- viii. **ROBCP, Anexo 13 “Medición comercial”, Apéndice 2 “Tareas de auditoría”, numeral 3.1.5.**
Establece que el auditor solicitará la adecuación de la relación de transformación o cambiar el transformador de corriente cuando la corriente correspondiente a la potencia máxima sea inferior al 10 % de su corriente nominal.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

El Anexo 13 “Medición comercial” establece requisitos de exactitud para los transformadores de corriente y criterios para evitar su sobredimensionamiento. En particular, el numeral 2.1.11 establece que la carga conectada debe representar al menos 10% de la corriente nominal primaria de la relación seleccionada y para verificar la condición mencionada, el numeral 3.1.3 del Apéndice 2 “Tareas de auditoría” del Anexo 13, establece que la relación de transformación debe evaluarse respecto de la potencia declarada en la programación estacional, mientras que el numeral 3.1.5 dispone adecuar la relación, cuando sea posible, o sustituir el transformador cuando la corriente correspondiente a la potencia máxima resulte inferior al referido 10 %.

En este contexto, durante el proceso de habilitación comercial de la cadena de medición de una planta de generación fotovoltaica, la UT verificó la relación de transformación de los equipos instalados conforme a los criterios establecidos en el Anexo 13, determinándose el cumplimiento de la condición contemplada en el ROBCP con respecto de la potencia máxima considerada para su evaluación.

Sin embargo, debido al perfil variable de la generación fotovoltaica, la UT identificó que durante determinados períodos la corriente asociada a la generación fotovoltaica puede ubicarse en niveles bajos respecto de la corriente nominal de los transformadores utilizados para la medición comercial, esta condición fue observada tanto en las proyecciones de generación como en información registrada durante la operación de la planta.

Inconveniente normativo identificado

El criterio establecido en el Anexo 13 “Medición comercial” para evitar el sobredimensionamiento de los transformadores de corriente se basa en la condición de máxima carga. En este sentido, conforme a los numerales 2.1.11 y 3.1.5 de su Apéndice 2, la relación seleccionada cumple este criterio cuando la corriente correspondiente a la potencia máxima representa al menos el 10 % de la corriente nominal primaria del transformador. Por otra parte, los numerales 2.1.8, 2.1.9 y 2.1.10 establecen requisitos relacionados con la exactitud de los transformadores y con las condiciones de carga para las cuales debe mantenerse dicha exactitud.

Asimismo, el criterio basado en la potencia máxima resulta aplicable a instalaciones cuya operación se mantiene predominantemente en niveles cercanos a dicha condición de operación. Sin embargo, las centrales de generación renovable variable presentan un comportamiento distinto, debido a que la disponibilidad del recurso primario puede producir variaciones significativas en su generación y, en consecuencia, distintos niveles de corriente durante su operación. En estos casos, una relación de transformación puede cumplir con el criterio del 10 % al evaluarse respecto de la potencia máxima y, al mismo tiempo, operar durante parte de los intervalos de mercado con corrientes inferiores a ese nivel.

En este contexto se identifica importante complementar los criterios establecidos en el ROBCP para la selección y verificación de los transformadores de corriente, considerando las características particulares de operación de la generación renovable variable y los distintos niveles de corriente que pueden presentarse durante su operación.

Por ello, se identifica necesario que el ROBCP considere, además de la condición de potencia máxima, los niveles de corriente previstos durante la operación y la exactitud requerida para la medición comercial ante las condiciones de operación propias de la generación renovable variable, así como la utilización de transformadores de corriente de rango extendido según IEEE C57.13.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la situación identificada, la UT revisó las características de los transformadores de corriente instalados en la cadena del SIMEC y de acuerdo con la información técnica revisada, los transformadores disponibles presentarían una corriente nominal primaria que no permitían atender de mejor manera las condiciones de baja corriente observadas durante la operación de la planta de generación renovable variable.

Asimismo, durante el desarrollo de las auditorías y el proceso de validación de los datos del SIMEC, la UT ha observado que, para los PM que cuentan con generación renovable variable, la utilización de transformadores de corriente de rango extendido permite mantener la exactitud requerida por el ROBCP durante un mayor porcentaje de las horas de operación.

En particular, este tipo de equipos permite atender de mejor manera las condiciones asociadas a bajos niveles de corriente, por lo que constituye una alternativa técnicamente adecuada frente a los transformadores de corriente convencionales para instalaciones cuya generación presenta variaciones significativas durante su operación.

III- Recomendación a la DGEHM

Con base en lo expuesto, se considera pertinente que la DGEHM evalúe la modificación del Anexo 13 “Medición comercial” del ROBCP, para incorporar criterios de diseño en la cadena de medición comercial que permitan considerar, además de la potencia máxima utilizada para verificar el sobredimensionamiento, los niveles de corriente que pueden presentarse durante la operación de las plantas de generación renovable variable, a fin de determinar la relación de transformación y las características de precisión requeridas para la medición comercial.

Asimismo, se recomienda permitir la utilización de transformadores de corriente con clase de exactitud especial o de rango extendido (alta precisión) según la norma, para las centrales de generación renovable variable, tomando en cuenta sus condiciones de operación con bajos niveles de corriente.

La incorporación de estos criterios en el ROBCP permitiría actualizar la regulación en función del dinamismo del parque generador, enfocado actualmente al incremento de plantas ERV, considerando las condiciones de operación de la generación renovable variable, fortalecerá la certeza técnica de los datos utilizados para la facturación y brindaría una mayor confiabilidad de éstos, lo que conlleva a una mayor transparencia en el mercado.

Informe de Regulación

INCONVENIENTES REGULATORIOS IDENTIFICADOS EN PERÍODOS ANTERIORES QUE CONTINÚAN PENDIENTES DE RESOLUCIÓN

Los temas desarrollados en esta sección fueron informados oportunamente a la SIGET, como autoridad reguladora competente en materia de electricidad en ese momento, y continúan pendientes de resolución. Por lo que, se incorporan en el presente Informe para conocimiento de la DGEHM, como autoridad actualmente competente en materia de electricidad, en el marco de sus atribuciones conforme a lo establecido mediante los Decretos Legislativos No. 619 y No. 620, ambos de fecha 2 de julio de 2026.

TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN EN LA DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA CONTRATADA PARA LOS CONTRATOS DE LIBRE CONCURRENCIA RESPALDADOS CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP

En relación con la determinación de la energía contratada de las unidades generadoras que respaldan contratos de libre concurrencia con recursos renovables no convencionales y el tratamiento de las pérdidas de transmisión asociadas a sus inyecciones, la Unidad de Transacciones empleó los criterios basados en las siguientes disposiciones legales y reglamentarias:

- i. **Ley General de Electricidad, artículo 51**
Establece que el Mercado Mayorista estará compuesto, al menos, por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema (MRS), como base legal para diferenciar las transacciones de energía comprometidas mediante contratos de aquellas que resultan de las transacciones efectuadas en el MRS.
- ii. **Ley General de Electricidad, artículo 54**
Faculta a los operadores para celebrar entre sí contratos de suministro de energía y establece que las transacciones acordadas serán comunicadas a la UT conforme al procedimiento correspondiente.
- iii. **Ley General de Electricidad, artículo 79, literal a)**
Establece que entre las obligaciones de las empresas distribuidoras se encuentra la suscripción de contratos de largo plazo mediante procesos de libre concurrencia, mediante los cuales se celebraron aquellos respaldados con recursos renovables no convencionales.
- iv. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 86-A**
Regula la contratación de largo plazo a través de los procesos de libre concurrencia y establece que los procedimientos aplicables a dichos procesos, incluyendo las disposiciones específicas para contratos respaldados con recursos renovables y proyectos de nueva inversión, serán establecidos mediante acuerdo de la autoridad reguladora.
- v. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 86-B**
Establece como regla general, que el suministro contratado por los distribuidores será estandarizado, caracterizado por una potencia o capacidad contratada y su energía asociada. Para las licitaciones destinadas a generación de fuente renovable no convencional que participe en el Mercado Mayorista, permite la suscripción de contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme, cuyo suministro se basa en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual por cada proyecto.

- vi. **ROBCP, capítulo 1 “Glosario”, numeral 1.1**
Define los contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales como una variante de los contratos de libre concurrencia cuya curva de suministro no es estandarizada y que no tienen compromiso comercial de capacidad firme. Asimismo, establece que las unidades de generación renovable no convencional que respaldan estos contratos estarán comprometidas en su totalidad y que las transacciones contractuales serán físicas, por lo que toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas se considera vendida bajo dichos contratos y no se producen desviaciones de inyección respecto de los compromisos contractuales.
- vii. **ROBCP, capítulo 4 “Mercado de contratos”, numeral 4.3.5**
Establece que cuando varios contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales tengan un mismo respaldo de generación, deberá especificarse el porcentaje con que cada contrato participa en la totalidad de la generación que los respalda, así como su correspondiente desagregación por nodos de retiro.
- viii. **ROBCP, capítulo 4 “Mercado de contratos”, numeral 4.4.6**
Establece específicamente que toda la energía inyectada por las unidades generadoras que tengan suscritos contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales será considerada vendida bajo contrato y establece su asignación entre las partes compradoras conforme a los porcentajes de participación definidos para cada contrato.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

Los contratos de largo plazo objeto del presente análisis tienen su origen en la Licitación Pública Internacional No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013, por 94 MW, con la cual los PM distribuidores CAESS, S.A. de C.V., DELSUR, S.A. de C.V., AES CLESA y CÍA., S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V., DEUSEM, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y EDESAL, S.A. de C.V. celebraron contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales. Dicha adjudicación fue aprobada por medio del Acuerdo SIGET No. 358-E-2014, de fecha 7 de julio de 2014, en el que UDP NEOEN-ALMAVAL (hoy Providencia Solar, S.A. de C.V.) resultó adjudicataria de 60 MW, y más adelante, por medio del Acuerdo No. 19-E-2016, de fecha 14 de enero de 2016, se prorrogó el inicio del periodo de suministro al 1 de abril de 2017, fecha en la que los contratos entraron en vigencia, y de la misma licitación también se suscribieron los contratos con Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V. (14 MW) y Acajutla Energía Solar I, Ltda.

de C.V. (20 MW), los cuales entraron en vigencia el 1 de abril de 2017 y el 1 de febrero de 2019, respectivamente.

Conforme al numeral 1.1 del Capítulo 1-Glosario y al numeral 4.4.6 del ROBCP, las unidades de generación renovable no convencional que respaldan esta modalidad contractual se encuentran comprometidas en su totalidad, es decir, toda la energía que inyectan se considera vendida bajo contrato y no se producen desviaciones de inyección respecto de los compromisos contractuales.

Con base en la información relacionada a los contratos y la normativa vigente en el ROBCP, la UT realizó un análisis detallado de su implementación comercial en el Mercado Mayorista de Electricidad, identificando así un problema regulatorio en el marco del tratamiento aplicable a la energía asociada a dichos contratos. A partir del cual determinó que, para obtener la energía asignada a los contratos, debían descontarse de la energía inyectada las pérdidas de transmisión correspondientes, durante ese proceso, los PM distribuidores y el PM generador consultaron a la UT sobre el tratamiento de dichas pérdidas, debido a que su descuento no se encontraba contemplado de forma explícita en el ROBCP.

Sin embargo, al revisar las condiciones contractuales a partir de la copia de los contratos proporcionados por los distribuidores, se constató que éstas si contemplaban expresamente el tratamiento de las pérdidas de transmisión, ya que la Cláusula 5.2, Energía Contratada y Energía Contratada Mínima, establece que la energía contratada se determina a partir de la energía total inyectada por la planta descontando las pérdidas de transmisión, información que debe ser proporcionada por la UT.

Inconveniente normativo identificado

Con base en el tratamiento aplicado para determinar la energía contratada a los contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales, y a partir del análisis efectuado por la UT desde la implementación de los primeros contratos de este tipo, se identifican los siguientes inconvenientes normativos para el Mercado Mayorista que requieren especial atención:

- Ausencia de tratamiento explícito de las pérdidas de transmisión en los numerales que determinan la energía contratada para este tipo de contratos:

Si bien el ROBCP regula el tratamiento de las pérdidas de transmisión en el MME, las disposiciones aplicables a los contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales no establecen explícitamente que dichas pérdidas deban descontarse de la energía inyectada para determinar la energía contratada.

Actualmente, la definición vigente establece que toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas bajo esa modalidad contractual será considerada vendida bajo contrato. Sin embargo, la cláusula contractual que determina dicha energía contempla previamente el descuento de las pérdidas de transmisión. En consecuencia, existe una diferencia entre la forma en que el ROBCP define la energía vendida bajo esta modalidad contractual, y el tratamiento necesario para cumplir con dicha premisa.

- Necesidad de un tratamiento de las pérdidas de transmisión para este tipo de contratos, de tal manera que evite desviaciones de inyección y transacciones en el MRS

La falta de normativa explícita en el ROBCP para el descuento de las pérdidas de transmisión incide también en el tratamiento de las desviaciones de la energía inyectada, ya que, si la totalidad de la energía inyectada se considerara energía contratada sin efectuar previamente dicho descuento, el tratamiento de la energía asociada a las pérdidas no quedaría claramente definido dentro de la modalidad contractual.

Este aspecto resulta particularmente relevante considerando que la definición contenida en el numeral 1.1 del capítulo 1 "Glosario" establece que, bajo estos contratos, no se producirán desviaciones de inyección respecto de los compromisos contractuales y que las unidades generadoras comprometidas no podrán comprar o vender energía o capacidad en el MRS, ni realizar transacciones comerciales distintas de esta modalidad. Por tanto, el ROBCP debe establecer un tratamiento que permita determinar la energía contratada sin generar resultados que no sean compatibles con las características que el propio ROBCP le atribuye a estos contratos.

- Dependencia de las condiciones contractuales para la aplicación del descuento de las pérdidas de transmisión y de la aplicación plena del ROBCP.

Al no encontrarse expresamente establecido en el ROBCP el descuento de las pérdidas de transmisión, su aplicación deriva de las condiciones contenidas en los contratos suscritos. Esta situación genera una dependencia entre el tratamiento aplicado en la conciliación de las transacciones económicas del Mercado Mayorista y las condiciones particulares de cada contrato, aun cuando se trate de contratos sujetos a una misma modalidad regulada por el ROBCP, lo que evidencia la necesidad de incorporar dicho tratamiento en el Reglamento de Operación.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la situación descrita, la UT determinó que la energía contratada para los contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales, debía obtenerse descontando de la inyección horaria las pérdidas de transmisión correspondientes, ya que con ello se evita que dichas pérdidas se reflejen como una desviación de contrato de inyección y que el PM generador deba adquirirlas en el MRS.

Asimismo, la UT atendió las consultas de los PM distribuidores y generadores, explicando el tratamiento aplicado y su sustento en las condiciones contractuales, lo cual, a la fecha ha sido el criterio que continúa aplicándose.

Adicionalmente, la UT hizo del conocimiento de la inconsistencia identificada a la SIGET, por medio de los Informes de Regulación correspondientes a los períodos: julio-diciembre de 2016, julio-diciembre 2017, julio-diciembre 2018, en los que solicitó que el descuento de las pérdidas de transmisión de la inyección horaria de estas plantas de generación de Energía Renovable No Convencional se incorporase de forma explícita al articulado del ROBCP para la determinación de su energía contratada.

III- Recomendación a la DGEHM

Con base en la aplicación de los contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales, la UT somete a consideración de la DGEHM modificar el ROBCP para establecer explícitamente el tratamiento de las pérdidas de transmisión en la determinación de la energía contratada en los contratos de libre competencia y contratos de naturaleza pública respaldados con recursos renovables no convencionales.

Se considera que la modificación reglamentaria debe mantener la característica esencial establecida actualmente para estos contratos, la cual consiste en que no se produzcan desviaciones de inyección respecto de los compromisos contractuales. Para ello, las pérdidas de transmisión deben ser descontadas previamente en la determinación de la energía contratada y no ser tratadas como una desviación que dé lugar a una compra de energía en el MRS.

Esta modificación brindaría mayor certeza y seguridad jurídica al Mercado Mayorista en esta modalidad contractual, al incorporar en el ROBCP el tratamiento de las pérdidas de transmisión, evitando que su tratamiento dependa únicamente de las condiciones particulares establecidas en los contratos y asegurando un criterio uniforme ante eventuales modificaciones contractuales o la suscripción de nuevos contratos bajo dicha modalidad.

TRATAMIENTO DE LAS TRANSFERENCIAS TEMPORALES DE CARGA ENTRE PM DISTRIBUIDORES EN EL CÁLCULO DE LA DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP

Para el cálculo de la demanda reconocida definitiva de los PM distribuidores y el tratamiento de las transferencias temporales de carga registradas entre sus redes, la UT ha tomado como base normativa las siguientes disposiciones de la Ley General de Electricidad (LGE), su Reglamento (RLGE) y el ROBCP:

- i. **Ley General de Electricidad, artículo 33**
Establece que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, encargada de operar el sistema de transmisión y el mercado mayorista de energía eléctrica conforme a las reglas contenidas en el ROBCP.
- ii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-K**
Define la capacidad firme y establece que las capacidades firmes provisionales y definitivas de todas las unidades generadoras se ajustan proporcionalmente, de modo que su suma resulte igual a la demanda máxima registrada en el período de control, entendida como la máxima generación neta horaria más importaciones y menos exportaciones. Establece, además, que el período de control corresponde a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador y que será establecido en el ROBCP.
- iii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-L**
Establece que las transacciones de capacidad firme se determinan anualmente por la UT, mediante un balance de capacidad firme, y dispone que, para los distribuidores dicho balance se construye a partir de su demanda de potencia en el período de control, comparada con la capacidad firme comprometida en contratos en las mismas horas. De la comparación entre ambos valores resulta si el distribuidor es vendedor o comprador de capacidad firme.
- iv. **ROBCP, capítulo 6 “Capacidad firme”, numeral 6.3.1**
Define el período de control y las bandas horarias en las que se evalúa la demanda para calcular las capacidades firmes provisionales y definitivas.
- v. **ROBCP, capítulo 6 “Capacidad firme”, numeral 6.3.3**
Establece que la demanda reconocida de cada PM se determina con la mayor de sus demandas máximas mensuales retiradas en el período de control, en este sentido la regla toma en consideración el valor retirado, sin distinguir el origen de la carga que lo produce.

- vi. **ROBCP, anexo 15 “Determinación de la capacidad firme”, numerales 6.2**
Dispone que la demanda máxima real del sistema se determine a partir de la información registrada en el SIMEC y corresponde a un valor agregado del sistema, el cual no varía aun cuando la carga se traslade entre las redes de distribución.
- vii. **ROBCP, anexo 15 “Determinación de la capacidad firme”, numerales 6.5**
Establece el procedimiento para determinar la participación definitiva de cada PM en la capacidad firme, como la relación entre su demanda máxima mensual real, tomada del SIMEC, y la suma de las de todos los PM. Dado que la participación de cada PM se determina respecto de un valor común, cualquier incremento en la participación de uno de ellos, reduce proporcionalmente la participación correspondiente a los demás.
- viii. **ROBCP, anexo 15 “Determinación de la capacidad firme”, 6.6**
Establece que la demanda reconocida definitiva de cada PM resulta de multiplicar su participación definitiva por la demanda máxima real del sistema. El efecto de una transferencia recae íntegramente en la participación, no en el total del sistema.
- ix. **ROBCP, anexo 15 “Determinación de la capacidad firme”, numeral 8.1, literales d) y e)**
Para las transacciones de capacidad firme definitiva ordena utilizar los datos reales registrados por el SIMEC, tanto para la demanda máxima real del sistema como para la demanda reconocida definitiva de cada PM.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

Cada año, en el mes de junio, la UT calcula la demanda reconocida definitiva de los PM que consumieron o retiraron energía del Sistema Eléctrico de Potencia. Tratándose de distribuidores, el cálculo parte de la potencia máxima que registran sus Sistemas de Medición Comercial (SIMEC) durante el período de control, sin distinguir el origen de la carga conectada aguas abajo del punto de retiro de la red de transmisión, ese valor define la participación del distribuidor y, con ello, el monto de sus transacciones de capacidad firme.

En el período de control 2021-2022 se presentaron dos eventos operativos relacionados con el Grupo AES El Salvador, que evidenciaron la necesidad de incorporar reglas específicas para su tratamiento en el marco regulatorio aplicable:

- El 10 de marzo de 2022, un evento ocurrido en el circuito 34-4-85 de EEO, S.A. de C.V. obligó a transferir carga hacia el circuito 40-4-81 de DEUSEM, S.A. de C.V. Los registros de DEUSEM reflejaron entonces un aumento temporal de sus retiros que no correspondía únicamente a los usuarios que atiende, sino que incorporaba carga proveniente de la red de EEO.
- El 18 de abril de 2022: se registró una contingencia en la red de EEO debido a una línea primaria rota, que ocasionó el disparo del interruptor 18-4-84 y requirió trasladar carga hacia otros circuitos de EEO. Adicionalmente, ante una sobrecarga del transformador de la subestación San Miguel, a solicitud de la UT se transfirió carga del circuito 34-4-85 de EEO al circuito 40-4-81 de DEUSEM, ocasionando un incremento en la demanda máxima registrada por DEUSEM.

Con respecto a los eventos mencionados, con fecha 13 de mayo de 2022, el Grupo AES El Salvador expuso a la UT, por medio de carta, que ambos eventos obedecieron a causas de fuerza mayor y que el incremento momentáneo registrado en los SIMEC de DEUSEM fue contrarrestado con una disminución equivalente en los de EEO, de modo que el sistema no requirió potencia firme adicional para el Sistema. Sobre esa base, solicitó que las demandas máximas de esos dos días no fueran consideradas al determinar la demanda reconocida definitiva del período de control 2021-2022, señalando además el efecto que el valor resultante tendría sobre las tarifas de los usuarios de DEUSEM en el trimestre de julio a septiembre de 2022, estimado por dicho grupo en alrededor de nueve dólares por MWh.

Este caso se fue presentado previamente en el Informe de Regulación enero-junio 2022, donde se señaló que el ROBCP no contemplaba excepciones para determinar la demanda reconocida con un criterio distinto a los valores registrados en el SIMEC, ante circunstancias como las descritas.

Inconveniente normativo identificado

A partir de los casos de las transferencias de carga desde los circuitos de EEO hacia los circuitos de DEUSEM, en 2022, y de la revisión de las disposiciones que norman el cálculo de la demanda reconocida, se identificó una ausencia de reglas específicas para considerar las transferencias temporales de carga entre distribuidores en el cálculo de la demanda reconocida definitiva.

El procedimiento vigente para determinar la demanda reconocida definitiva, considera la energía máxima retirada por cada PM durante el período de control, conforme al Anexo 15 del ROBCP, sin contemplar un tratamiento específico cuando dicho valor incluye carga transferida temporalmente desde la red de otro distribuidor como consecuencia de un evento extraordinario.

En estos casos, la carga transferida forma parte del retiro registrado por el distribuidor receptor y, por tanto, incide en el cálculo de su demanda reconocida definitiva, aun cuando el incremento no corresponda a un crecimiento de la demanda de sus propios usuarios. Asimismo, el ROBCP no establece un mecanismo para identificar y cuantificar este tipo de transferencias a efectos de determinar su tratamiento dentro del referido cálculo.

Vale la pena mencionar que, durante el período que abarca el presente informe, no se presentaron situaciones que generaran inconvenientes relacionados con este tema. Sin embargo, el vacío normativo persiste y podría generar inconvenientes ante futuras transferencias temporales de carga entre distribuidores, mientras el ROBCP no establezca el tratamiento aplicable para efectos del cálculo de la demanda reconocida definitiva. Por esta razón, y considerando los cambios institucionales en materia de regulación del sector eléctrico derivados de los Decretos Legislativos No. 619 y 620, el tema se incorpora nuevamente en el presente informe para conocimiento y consideración de la DGEHM.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la solicitud presentada por el Grupo AES El Salvador, la UT revisó los eventos ocurridos y las disposiciones aplicables al cálculo de la demanda reconocida, constatando que la reglamentación vigente no contempla situaciones especiales que afecten la demanda máxima medida en el SIMEC de un PM que consume o retira energía del sistema de transmisión.

En atención a ello, la UT trasladó la consulta a la SIGET, requiriendo se indicara si era posible incluir alguna interpretación o consideración que permitiera excluir del cálculo los traslados temporales de carga entre distribuidoras originados por causa de fuerza mayor.

No habiéndose recibido respuesta dentro de los plazos contemplados en el numeral 9.4 del Anexo 15 del ROBCP para la realización de estos cálculos, la demanda reconocida definitiva del PM distribuidor DEUSEM se aplicó en el Documento de Transacciones Económicas del mes de mayo de 2022 considerando la demanda máxima registrada en el SIMEC durante el período de control, conforme al procedimiento reglamentario vigente.

III- Recomendación a la DGEHM

Con base en lo expuesto, se considera oportuno recomendar a la DGEHM que se analice el inconveniente identificado en el desempeño de la normativa, y se determine si resulta adecuado incorporar criterios adicionales a los establecidos en la reglamentación vigente para el cálculo de la demanda reconocida, cuando la demanda máxima de un PM distribuidor resulte temporalmente incrementada por carga proveniente de la red de otro distribuidor.

Se considera que una regla de esta naturaleza dotaría al procedimiento de determinación de la demanda reconocida de un tratamiento uniforme ante eventos de esta naturaleza, fortaleciendo la certeza regulatoria y la trazabilidad de los valores que sirven de base a las transacciones de capacidad firme.

DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA CORRESPONDIENTE A CONTRATOS FIRMES DE INYECCIÓN REGIONAL

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas

Para analizar la determinación de la demanda reconocida definitiva asociada a contratos firmes de inyección regional, la Unidad de Transacciones ha considerado las siguientes disposiciones:

- i. **Ley General de Electricidad, artículo 33**
Establece las funciones de la Unidad de Transacciones (UT) para la operación del sistema y la administración del mercado mayorista, conforme a las normas contenidas en el Reglamento de Operación.
- ii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-K**
Estipula que las capacidades firmes deben ajustarse de manera que su suma sea igual a la demanda máxima del período de control, determinada considerando la generación neta, las importaciones y las exportaciones.
- iii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-L**
Dispone que las operaciones de comercialización originan transacciones de capacidad firme, determinadas anualmente por la UT mediante un balance de capacidad firme, conforme a los procedimientos establecidos en el ROBCP.
- iv. **ROBCP, Capítulo 6, “Capacidad Firme”, numerales 6.11 y 6.15.1**
El numeral 6.11 determina el tratamiento de los contratos firmes de inyección regional para efectos de capacidad firme, incorporando las demandas regionales abastecidas mediante estos contratos a la demanda considerada por el sistema.

Por su parte, el numeral 6.15.1 establece que, concluido el período anual, la UT determina la capacidad firme definitiva utilizando la demanda máxima real y la demanda reconocida con base en la operación real ocurrida en dicho período.
- v. **ROBCP, Anexo 15, “Determinación de la Capacidad Firme”, numerales 6.5 y 8.1**
El numeral 6.5 regula el procedimiento para la determinación de la participación definitiva de cada PM y establece, para los contratos firmes de inyección regional, la utilización de las potencias máximas comprometidas durante el período de control.

Asimismo, el numeral 8.1 establece el procedimiento para determinar las transacciones de capacidad firme definitiva utilizando información real del período, considerando para la determinación de la demanda reconocida definitiva lo establecido en el numeral 6.5.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

Con la asignación de los derechos firmes regionales A2101 entró en vigencia, a partir del 1 de enero de 2021, el contrato firme de inyección regional CF12A0000290, correspondiente al PM comercializador: Comercializadora de Energía para América, S.A. de C.V. (CEPAM, S.A. de C.V.), con un monto máximo en derechos firmes de 5 MW, siendo este el primer contrato firme de inyección regional incorporado al cálculo de capacidad firme y demanda reconocida conforme a la regulación vigente.

Al tratarse del primer contrato de inyección regional que debía incorporarse al cálculo de la capacidad firme definitiva y la demanda reconocida definitiva conforme a la regulación nacional, su aplicación permitió identificar por parte de la UT, una inconsistencia en el procedimiento establecido en el Anexo 15 del ROBCP. Debido a que la normativa que lo origina continúa sin modificación a la fecha, el inconveniente puede presentarse nuevamente al realizar la determinación de los cálculos mencionados para cualquier contrato de inyección regional que haya sido asignado conforme a la regulación regional. Esta situación fue informada al Regulador anterior del sector eléctrico en el Informe de Regulación correspondiente al período enero-junio de 2021.

Inconveniente normativo identificado

El inconveniente normativo identificado corresponde a una falta de concordancia entre la regla específica del literal b) del numeral 6.5 del Anexo 15 y el criterio de utilización de datos reales que rige la determinación de los cálculos definitivos. Esta diferencia puede generar falta de claridad respecto del dato que debe utilizarse para determinar la demanda reconocida definitiva asociada a contratos firmes de inyección regional.

El numeral 6.15.1 del capítulo 6 establece que la demanda máxima real y la demanda reconocida definitiva se calculen con los retiros reales ocurridos, mientras que el literal b) del numeral 6.5 del Anexo 15 indica para el mismo cálculo, que corresponde a la potencia máxima comprometida. La utilización del dato de la potencia máxima comprometida resulta apropiada en la etapa provisoria, y por esa razón el numeral 6.3 del Anexo 15 la utiliza, ya que en ese momento aún no se conoce la operativización de los contratos, sin embargo, mantener ese mismo criterio en la etapa definitiva no corresponde a la finalidad que se establece para los cálculos definitivos en el Reglamento.

Esta diferencia puede dar lugar a que, en la realización de los cálculos definitivos, se considere una potencia contractual distinta de la efectivamente despachada durante el

período. Asimismo, el numeral 8.1 del Anexo 15 establece para los contratos firmes de retiro regional la utilización de información sobre la energía realmente asignadas en la etapa definitiva, lo que evidencia un tratamiento distinto de la información utilizada para ambos tipos de contratos.

El inconveniente fue identificado por la UT en 2021, señalándose en ese momento por medio del Informe de Regulación del periodo enero-junio 2021, la necesidad de adecuar dicho procedimiento.

Es importante mencionar que, a la fecha no se han tenido reclamos relacionados con esta situación. No obstante, el inconveniente regulatorio se mantiene y puede volver a presentarse cuando existan contratos firmes de inyección regional que deban ser considerados en el cálculo de la demanda reconocida definitiva, mientras el ROBCP mantenga la referencia a la potencia máxima comprometida para dicho cálculo. Por esta razón, y considerando los cambios institucionales en materia de regulación del sector eléctrico derivados de los Decretos Legislativos Nos. 619 y 620, el tema se incorpora en el presente informe para conocimiento y consideración de la DGEHM.

II- Acciones tomadas por la UT

Al presentarse el caso en 2021, la UT analizó conjuntamente las disposiciones relacionadas a los contratos firmes de inyección regional y las reglas para determinar la demanda reconocida definitiva, concluyendo que la etapa definitiva debía reflejar la operación efectivamente ocurrida.

Con base en ese criterio, para el contrato firme de inyección regional CF12A0000290 de CEPAM, S.A. de C.V., la demanda reconocida definitiva se calculó con el valor del despacho real del contrato publicado por el EOR y no con el monto máximo establecido contractualmente. Asimismo, al verificarse que el comercializador no había operativizado el contrato, se determinó que correspondía efectuar la devolución de los cargos realizados por dicho contrato conforme a la normativa aplicable.

A partir del criterio aplicado para resolver el caso, la UT identificó la necesidad de que la regulación estableciera con claridad el dato que debía utilizarse para determinar la demanda reconocida definitiva de los contratos firmes de inyección regional. En ese sentido, en el Informe de Regulación correspondiente al período enero-junio de 2021, se planteó la posible adecuación del literal b) del numeral 6.5 del Anexo 15, proponiendo sustituir la referencia a la potencia máxima comprometida por la potencia máxima publicada por el EOR en el despacho real del contrato, de manera que la disposición fuera consistente con el criterio aplicado en la etapa definitiva.

No obstante, la adecuación regulatoria planteada en 2021 no ha sido incorporada, por lo que la falta de concordancia identificada por la UT continúa presente en la regulación vigente.

III- Recomendación a la DGEHM

Con base en lo expuesto, se considera oportuno recomendar a la DGEHM, que evalúe la realización de los ajustes correspondientes en las disposiciones aplicables del ROBCP, que desarrollan la determinación definitiva de la participación de los PM en el requerimiento de capacidad firme, a efecto de establecer de forma explícita que, para los contratos firmes de inyección regional, dicha participación se determine con la potencia efectivamente despachada según la información del despacho real publicada por el EOR, y no con la potencia máxima comprometida contractualmente.

Lo anterior permitiría subsanar la falta de concordancia identificada desde 2021 y establecer en la normativa un criterio regulatorio claro para la determinación definitiva de la demanda reconocida asociada a estos contratos, en correspondencia con la utilización de información real para esta etapa del procedimiento.

REMUNERACIÓN DE CAPACIDAD FIRME A CENTRALES DE GENERACIÓN QUE ENTRAN EN SERVICIO EN EL TRANCURSO DEL AÑO

A. Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP

Con respecto a la remuneración de capacidad firme a nuevas centrales de generación, la UT ha tomado en consideración las disposiciones aplicables contenidas en la LGE, el RLGE y el ROBCP, que se detallan a continuación:

- i. **Ley General de Electricidad, artículo 33.**
Establece que la UT tiene por objeto operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros y operar el mercado mayorista de energía eléctrica, funciones dentro de las cuales se enmarca la administración de las transacciones de capacidad firme.
- ii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-J.**
Dispone que a cada unidad generadora conectada al sistema eléctrico se le asignará anualmente una capacidad firme, cuya determinación corresponde a la UT conforme a los procedimientos establecidos en el ROBCP.
- iii. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-K.**
Define la capacidad firme como la potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con alta probabilidad y establece que, para las unidades renovables no convencionales, su determinación debe considerar la aleatoriedad del recurso primario, sin que la capacidad utilizada para el cálculo pueda superar la máxima capacidad que pueda inyectarse al sistema por razones de estabilidad.
- iv. **Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 67-L.**
Establece que las operaciones de comercialización originan transacciones de capacidad firme, las cuales son determinadas anualmente por la UT mediante el correspondiente balance de capacidad firme.
- v. **ROBCP, Capítulo 6 “Capacidad Firme”, numeral 6.8.1 “Capacidad firme inicial de unidades generadoras no convencionales”.**
Establece que, para el cálculo de la capacidad firme provisoria, la capacidad firme inicial de las unidades generadoras renovables no convencionales nuevas en el sistema se determinará conforme al numeral 3.4 del Anexo 15.

- vi. **ROBCP, Capítulo 6 “Capacidad Firme”, numeral 6.16.1 “Nuevos PM y centrales que entran en servicio en el transcurso del año”.**
Dispone que, cuando una central entra en operación o modifica su capacidad instalada durante el período anual, deben determinarse valores de capacidad firme con y sin la central que se incorpora o modifica.
- vii. **ROBCP, Capítulo 6 “Capacidad Firme”, numeral 6.16.2 “Nuevos PM y centrales que entran en servicio en el transcurso del año”.**
Establece que las capacidades firmes calculadas sin la nueva central son aplicables hasta el día anterior a su puesta en servicio, mientras que las calculadas con la central son válidas desde su fecha de conexión hasta finalizar el período anual, determinando así la aplicación temporal de los valores resultantes del recálculo.
- viii. **ROBCP, Capítulo 6 “Capacidad Firme”, numeral 6.17.3 “Balances de capacidad firme”.**
Señala que los cálculos de las transacciones de capacidad son válidos para cada subperíodo, definido, por la incorporación o retiro de unidades generadoras, por lo que la incorporación de una nueva central determina un nuevo subperíodo para efectos de dichas transacciones.
- x. **ROBCP, Anexo 01 “Inscripción”.**
Establece el procedimiento mediante el cual un solicitante adquiere la categoría de PM, incluyendo la aprobación de su solicitud y la suscripción del Contrato de Prestación de Servicios con la UT, sin detallar integralmente las condiciones posteriores requeridas para concluir su habilitación comercial.
- xii. **ROBCP, Anexo 15 “Determinación de la Capacidad Firme”, numeral 3.4.**
Establece la metodología para determinar la capacidad firme inicial de las nuevas unidades renovables no convencionales, considerando la información prevista para su operación y la disponibilidad del recurso primario.

B. Inconvenientes detectados

I- Relación de los hechos

Antecedentes

El ROBCP contempla el procedimiento aplicable para la capacidad firme ante la entrada en operación de generales de generación o la modificación de su capacidad instalada

durante el periodo anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente. En estos casos, se determinan los valores de capacidad firme con y sin la central que ya entrado en operación, los cuales se aplican a los subperiodos correspondientes para determinar las respectivas transacciones de capacidad firme.

Con respecto al ingreso de una nueva central generadora al MME, este se realiza por medio de un proceso sucesivo que inicia con la inscripción de la sociedad como PM y continua con la realización de las pruebas necesarias para verificar las condiciones técnicas y operativas de la central, durante las cuales puede efectuar inyecciones de energía en calidad de prueba. Posteriormente, una vez verificado el cumplimiento de los requisitos técnicos y reglamentarios establecidos aplicables, la UT le comunica la conclusión del proceso y la fecha a partir de la cual queda habilitada comercialmente para operar en el mercado mayorista.

En este contexto, durante la incorporación del parque eólico Ventus se presentó una condición no regulada explícitamente en el ROBCP. El 29 de mayo de 2020, la UT aprobó la inscripción de la sociedad Ventus, S.A. de C.V. como PM generador para una central conformada por 15 aerogeneradores de 3.6 MW, con una capacidad instalada total de 54 MW y una Capacidad Firme inicial (CFi) aprobada de 19.07 MW para dicha configuración. Posteriormente, el 18 de noviembre de 2020, Ventus inició inyecciones de energía en calidad de prueba, como parte del proceso previo a su habilitación comercial, mientras continuaba con el montaje de los aerogeneradores.

Al liquidarse las transacciones correspondientes a diciembre de 2020, Ventus consultó a la UT por qué no se le había incluido un abono por capacidad firme provisoria, sustentando su posición en las disposiciones del Capítulo 6 “Capacidad Firme” del ROBCP, sobre la incorporación de nuevas centrales de generación durante el periodo anual. A esa fecha únicamente se encontraban instalados y en operación 10 de los 15 aerogeneradores del proyecto, la central continuaba en periodo de pruebas y no había concluido su habilitación comercial, por lo que la UT determinó que no correspondía incorporarla al balance ni reconocerle remuneración por capacidad firme.

La respuesta de la UT fue aceptada por el PM, sin que se generaran reclamos ni discrepancias posteriores sobre el criterio aplicado y, desde entonces, ningún otro PM ha solicitado el reconocimiento de capacidad firme en condiciones similares. No obstante, las circunstancias presentadas permitieron identificar una situación que continúa sin estar regulada explícitamente en el ROBCP.

Inconveniente normativo identificado

El Capítulo 6 “Capacidad Firme” del ROBCP regula la incorporación de nuevas centrales de generación durante el periodo anual de capacidad firme, estableciendo el recálculo

de los valores correspondientes, la definición de los subperíodos en los que estos resultan aplicables, así como la determinación de las transacciones de capacidad firme asociadas. Sin embargo, no establece con precisión las condiciones que debe cumplir la nueva central de generación para que su incorporación tenga efectos en el balance de capacidad firme.

Sobre esta base, se identifican dos aspectos que no se encuentran regulados explícitamente:

- Momento de incorporación de una nueva central de generación al balance de capacidad firme: En el Capítulo 6 del ROBCP se utilizan como referencias la entrada en operación, la puesta en servicio y la fecha de conexión, pero no establece cuál de estos hechos determina explícitamente el inicio de la participación de una nueva central de generación en las transacciones de capacidad firme, aspecto que adquiere especial relevancia durante el período de pruebas, en el que la central puede efectuar inyecciones al sistema sin haber concluido su habilitación comercial y, por tanto, sin que la regulación determine si dichas inyecciones son suficientes para incorporarla al balance o si este reconocimiento procede a partir de su habilitación comercial.

Este aspecto se vincula con la falta de una definición de habilitación comercial en el ROBCP, identificada por la UT y presentada previamente en el Informe de Regulación correspondiente al período julio-diciembre de 2025, debido a que, mientras dicha condición no se encuentre definida y relacionada explícitamente con las reglas de la capacidad firme, el momento de incorporación de una nueva central al balance continuará requiriendo la interpretación de las distintas disposiciones aplicables.

- Tratamiento de la Capacidad Firme inicial cuando la central generadora se incorpora por etapas: Para las nuevas unidades renovables no convencionales, el ROBCP establece el procedimiento para determinar su capacidad firme inicial, pero no regula explícitamente el tratamiento de la capacidad firme inicial cuando la central se incorpora al sistema de forma progresiva y la capacidad efectivamente instalada y en operación es inferior a la considerada para el valor aprobado de la CFi. Por lo que, no se precisa si corresponde mantener el valor determinado, recalcularlo o aplicarlo una vez que se encuentre disponible la capacidad considerada para su determinación.

Lo anterior evidencia la necesidad de establecer reglas claras que definan el tratamiento aplicable a la CFi previamente aprobada, cuando una central de generación se incorpora al mercado sin haber completado la capacidad instalada considerada para la

determinación de su CFi, así como las condiciones que debe cumplir para ser incluida en el balance de capacidad firme durante el proceso de su incorporación.

Actualmente, el ROBCP no regula de forma explícita estas situaciones, por lo que, si se presentara un caso similar, la UT tendría que definir nuevamente el tratamiento aplicable a partir de la interpretación de sus disposiciones.

II- Acciones tomadas por la UT

Ante la situación presentada en 2020, la UT determinó que no correspondía incorporar la nueva central de generación al balance de capacidad firme mientras se encontrara en período de pruebas, no hubiera concluido su habilitación comercial y no estuviera completa la capacidad instalada considerada para determinar el valor de su CFi. En consecuencia, las transacciones correspondientes a diciembre de 2020, se liquidaron sin considerar a Ventus en el balance y sin reconocerle remuneración por capacidad firme.

Asimismo, la UT puso la situación en conocimiento del regulador de electricidad vigente en ese momento, mediante el Informe de Regulación correspondiente al período julio-diciembre de 2020, remitido el 26 de febrero de 2021, en el cual se describieron las circunstancias del caso y el criterio utilizado para determinar el tratamiento aplicable.

La actuación de la UT permitió atender la situación presentada. No obstante, el criterio aplicado se sustentó en la interpretación de las disposiciones del ROBCP, debido a que éste no establece de forma explícita las condiciones aplicables para incorporar una nueva central al balance de capacidad firme bajo circunstancias como las analizadas para el caso de Ventus.

III- Recomendación a la DGEHM

Se recomienda valorar la incorporación en el ROBCP, de disposiciones que establezcan explícitamente el momento a partir del cual una nueva central de generación debe ser considerada en los balances y transacciones de capacidad firme, tomando como referencia la conclusión de la habilitación comercial del PM y diferenciando esta etapa del proceso de inscripción como PM. Asimismo, convendría precisar el tratamiento de las inyecciones realizadas durante el período de prueba de la nueva central de generación para efectos del reconocimiento de capacidad firme.

Adicionalmente, se estima pertinente regular el tratamiento de la capacidad firme inicial de las nuevas centrales de generación cuya incorporación se realice por etapas, cuando la CFi haya sido determinada considerando una capacidad superior a la que se encuentra efectivamente instalada y en operación al momento de su incorporación al balance, estableciendo el tratamiento aplicable mientras subsista dicha condición.

Con estos ajustes, el ROBCP brindaría mayor certeza técnica en la aplicación de sus disposiciones, al establecer criterios uniformes para determinar el inicio de la participación de una nueva central de generación en las transacciones de capacidad firme y el tratamiento de su CFI durante una incorporación progresiva de su capacidad de generación, evitando que situaciones equivalentes a la planteada en esta sección dependan de interpretaciones.



Conflictos con PM en cuanto a la interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes

En el primer semestre de 2026, la Unidad de Transacciones (UT) no registró conflictos con los Participantes de Mercado derivados de la interpretación o aplicación de las disposiciones contenidas en el ROBCP.

Por lo que, en dicho periodo, las actividades de operación del sistema y de administración del Mercado Mayorista de Electricidad se desarrollaron con normalidad, sin controversias formales que requirieran la intervención de instancias regulatorias o arbitrales correspondientes.

Sin perjuicio de lo anterior, la UT considera pertinente mantener mecanismos de seguimiento y prevención temprana de discrepancias, con el fin de garantizar la continuidad de esta estabilidad en semestres posteriores y preservar la seguridad jurídica del mercado.

