

PERÍODO JULIO-DICIEMBRE 2017

Aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Contenido

Introducción.....	3
Criterios empleados para la interpretación y aplicación de normas	4
Desempeño de reglas vigentes.....	5
Aspectos regulatorios	18
Conflictos y sanciones.....	22
Anexo.....	28

INTRODUCCIÓN

El presente informe contiene los hechos más relevantes respecto a la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de julio a diciembre de 2017 de acuerdo con lo indicado en el Capítulo 3-MANEJO DE LA INFORMACIÓN numeral 3.5.4.

El informe incluye los criterios para interpretación, aplicación y desempeño de las normas vigentes, identificando inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

También se desarrolla un apartado donde se detallan los principales aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo julio - diciembre de 2017.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

CRITERIOS EMPLEADOS PARA LA INTERPRETACIÓN Y
APLICACIÓN DE NORMAS

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN.

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación del mismo el 01 de agosto de 2011.

DESEMPEÑO DE REGLAS VIGENTES

A. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

Actualización de los Costos variables no combustible Unidad 5 de la central hidroeléctrica 5 de noviembre a ser utilizados en el despacho de energía.

Antecedentes

Durante el mes de octubre del año 2016 la unidad 5, de la central hidroeléctrica 5 de noviembre, registró una falla en la sala de máquina, que la inhabilitó para seguir operando, situación que persiste en la actualidad.

De acuerdo con el numeral 3.8., del Anexo 17, las unidades de generación hidroeléctricas pertenecientes a una misma central de generación, deben tener el mismo costo variable unitario; en tal sentido, se toman los valores resultantes de la auditoría, y se indexa el costo para cada una de las agrupaciones o máquinas equivalentes y posteriormente se calcula un costo único. Procedimiento que la UT ejecuta mensualmente y, establece un costo variable único para todas las unidades, según el siguiente ejemplo:

		Potencia (I)	CVNC ajustado (II)	III =(I)*(II)
5nov-ggp	5nov-u1	20	\$2.960	59.2
	5nov-u2	20	\$2.960	59.2
	5nov-u3	20	\$2.960	59.2
	5nov-u4	18	\$3.862	69.516
	5nov-u5	21.4	\$2.571	55.019
	5nov-u6	40.07	\$2.005	80.34
	5nov-u7	40.07	\$2.005	80.34
	Total	179.54		462.815

5nov-ggp Ponderado:	\$2.578 $\Sigma(III)/\Sigma(I)$
----------------------------	--

Las formulaciones estipuladas en el Anexo 17, específicamente la del numeral 9.3.3., utiliza la energía generada y las horas de operación de cada unidad, para una ventana de 12 meses.

Para el mes de octubre de 2017, la unidad 5 cumplió 12 meses de estar fuera de servicio, situación que a la luz de la normativa de mercado no está contemplada, en el sentido que no da lineamientos ante una situación como la acontecida con la unidad 5, por dos aspectos. Por una parte, los costos resultantes de la auditoría deben actualizarse por 24 meses y, la falla del generador alcanzó y sobrepasó el plazo establecido para la programación anual y, por otra parte, no establece si ante fallas, que mantengan indisponible a un generador por un período igual o mayor al plazo de la programación anual, la auditoría vigente sea representativa del costo para la máquina fallada.

Inconvenientes detectados

La situación planteada presenta los siguientes inconvenientes:

1- Indexación de costos para toda la central hidroeléctrica.

El Anexo 17 del ROBCP, en su numeral 9.1.3., establece que los costos variables resultantes de las auditorías, que realizan los generadores, deben ser actualizados mensualmente, atendiendo las formulaciones establecidas para tal fin.

Por su parte, el numeral 9.3 del citado anexo, adicionalmente estipula que los costos variables no combustible actualizados según el numeral 9.1.5., deben ser ajustados, de tal forma que reflejen el despacho de las unidades realizado en los últimos 12 meses, estableciendo la formulación para el cálculo de dicho ajuste.

Partiendo de lo estipulado en la normativa, se presentó el caso de la unidad 5, de la central 5 de noviembre, la cual cumplió 12 meses de estar fuera de servicio en octubre 2017. Debido a que no está normado el proceder ante dicha situación, y dado que ante este caso se indetermina la fórmula del 9.3.3 del Anexo 17, la UT evaluó y determinó que se podrían dar los siguientes escenarios:

Escenario 1. Tomar el costo variable indexado con los índices de precio según fórmula 9.1.5.3

De acuerdo con la metodología del Anexo 17 el CVNC está conformado por la suma del Costo variable de operación no combustible, el costo híbrido y el costo variable de mantenimiento.

Para estimar el impacto se tomó de ejemplo los costos calculados durante el mes de enero 2017, afectándolo solamente con los índices de precio.

El resultado fue el siguiente:

		Potencia	CVNC	
5nov-ggp	5nov-u1	20	\$2.983	59.66
	5nov-u2	20	\$2.983	59.66
	5nov-u3	20	\$2.983	59.66
	5nov-u4	18	\$3.898	70.164
	5nov-u5	21.4	\$2.657	56.8598
	5nov-u6	40.07	\$2.011	80.581
	5nov-u7	40.07	\$2.011	80.581
		179.54		467.1658

5nov-ggp Ponderado:	\$2.602
----------------------------	----------------

Escenario 2. Tomar el costo variable indexado con los índices de precio, aplicando la formulación del numeral 9.3.3.

En este caso se consideró hacer CERO el costo variable de mantenimiento debido a que éste, según la formulación está pesado por dos factores, uno relacionado a la energía generada durante el año base respecto a la energía generada durante los últimos 12 meses y, el otro factor relacionado con las horas de operación de los últimos 12 meses respecto a las horas de operación del año base, las cuales son CERO. El no considerarlo así, tal como se dijo anteriormente, produce que la fórmula se indetermina.

Haciendo cero el costo variable de mantenimiento y, como no tienen costos híbridos, el CVNC queda solo en función del costo variable de operación no combustible, dando el siguiente resultado:

UNIDAD DE TRANSACCIONES

INFORME DE REGULACIÓN

		Potencia	CVNC	
5nov-ggp	5nov-u1	20	\$2.983	59.66
	5nov-u2	20	\$2.983	59.66
	5nov-u3	20	\$2.983	59.66
	5nov-u4	18	\$3.898	70.164
	5nov-u5	21.4	\$0.062	1.3268
	5nov-u6	40.07	\$2.011	80.581
	5nov-u7	40.07	\$2.011	80.581
		179.54		411.6328

5nov-ggp Ponderado:	\$2.293
----------------------------	----------------

Escenario 3. Extraer del cálculo la unidad que no tiene la información de los últimos doce meses.

El resultado sería el siguiente:

		Potencia	CVNC	
5nov-ggp	5nov-u1	20	2.983	59.66
	5nov-u2	20	2.983	59.66
	5nov-u3	20	2.983	59.66
	5nov-u4	18	3.898	70.164
	5nov-u6	40.07	2.011	80.581
	5nov-u7	40.07	2.011	80.581
		158.14		410.306

5nov-ggp Ponderado:	\$2.595
----------------------------	----------------

Como se puede observar, los escenarios 1 y 2 tienen el inconveniente que, dejar la unidad que presenta el problema (unidad 5), hace que se refleje un costo distorsionado, ya que se sabe que la unidad esta indisponible.

El escenario 3 quita la unidad, por lo que se estaría imputando un costo solo de aquellas unidades que en efecto puedan salir o estén despachadas.

El otro inconveniente detectado es el siguiente:

2- Entrada de operación antes del vencimiento de la auditoría o con auditoría vencida

La auditoría de la unidad 5 vence el mes de junio de 2018, por lo que de entrar en operación antes del vencimiento, se puede entender que se debe indexar el costo solamente con la información disponible, por ejemplo:

Caso 1: Entra en operación el treceavo mes de haber fallado.

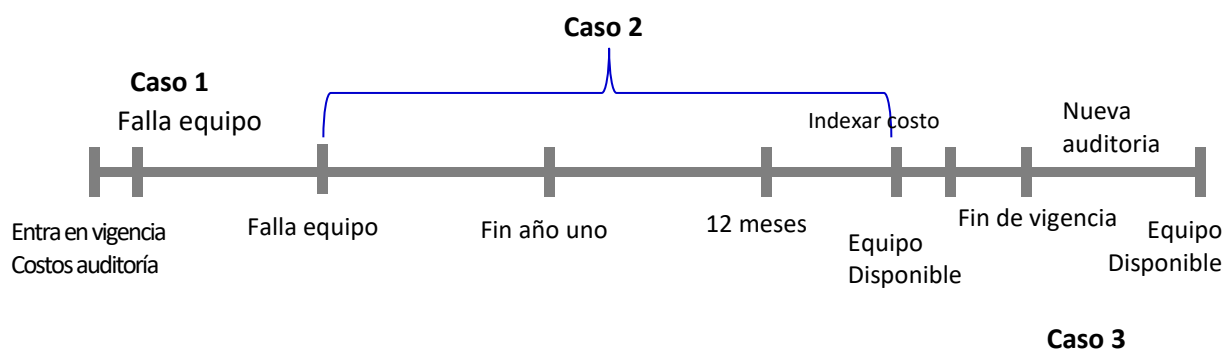
Para el mes catorce se deberá indexar solamente con un mes de información de energía generada y horas de operación, ya que se podría interpretar que son 11 meses con generación y horas en CERO y 1 mes con información.

Caso 2: Falla a poco tiempo de haber sido aprobada su auditoría y pasan 12 o más meses fuera y, queda habilitada antes de los dos años de vigencia de la auditoría.

Caso 3: Vence la auditoría sigue en falla y quiere entrar en operación.

Para el caso de la unidad 5, el vencimiento de la auditoría es en junio 2018, por lo que de entrar en operación antes del vencimiento, la UT no tiene base reglamentaria para el proceder en este caso.

En el siguiente esquema se presentan los casos:



Acción Tomada

Al realizar las posibles implicaciones en los costos variables y su impacto en el mercado, se procedió a conversar con el PM propietario de la central hidroeléctrica, explicándole el caso.

Al observar, el impacto entre el escenario 1 que sería el más cercano al cálculo final, da una diferencia aproximada de US\$0.01. Por tal motivo, la UT optó por aplicar el escenario 3, después de evaluar que, al estar fuera la unidad y cumplir el plazo indicado en el ROBCP de 12 meses sin operar, el imputar el costo actualizado a una unidad que no está en funcionamiento por falla, no refleja el costo real para la central.

Esta práctica se continúa haciendo hasta la fecha, debido a que no se tiene una fecha de reingreso de la unidad 5. Según las conversaciones con el PM, consideran que podría entrar a medio año, período que coincide con el vencimiento de la auditoría.

Recomendación

Para la indexación de costos mensual, la UT considera pertinente que se norme el escenario 3 por los siguientes argumentos:

- 1- Calcular el costo indexado de la unidad fallada hasta que cumpla el período establecido en el ROBCP de 12 meses sin datos. Con esto se está asegurando el concepto de disponibilidad operativa el cual establece que la máquina fallada tiene la probabilidad de ser utilizada en un momento dado durante un período de tiempo, que para la UT sería hasta que cumpla los doce meses de estar fallada. Una vez cumpla el período y sigue fallada, no indexar su costo.
- 2- Indexar el costo pasado los doce meses (del treceavo mes en adelante) sin considerar el equipo o unidad fallada.

Se considera que este método refleja un costo más representativo para toda la central, lo cual fue expuesto por la UT al propietario.

- 3- Que el generador, una vez cumpla 12 meses indisponible y quiera volver a operar, deberá realizar la auditoría de Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y Costos de arranque y detención, para obtener valores representativos para su nueva realidad.

Esta opción está sustentada con los numerales 3.3., y 3.4., del Anexo 17, en los cuales se establece que los CVNC y los CAyD deben ser justificados sobre la base de los costos incurridos en el año anterior. En tal sentido, al estar el equipo fallado por 12 meses no tendrá la información para justificar los costos, por lo que debe ser considerada como una unidad nueva.

B. CONCILIACION DE TRANSACCIONES

1. Sistemas de Medición Comercial Compartidos en Proyectos Fotovoltaicos.

Inconveniente detectado

En relación con la entrada en operación de proyectos de generación fotovoltaicos el próximo año, específicamente, CAPELLA SOLAR, nuevamente se ha presentado limitante en la normativa actual relacionada a los Sistemas de medición Comercial (SIMEC).

El inconveniente es, que esta sociedad resultó adjudicada con 2 proyectos en la Licitación DELSUR-RNV-CLP-001-2016: Planta Albireo 1 (50 MW) y Planta Albireo 2 (50 MW), las cuales estarán interconectadas a la Subestación de OZATLAN mediante una sola línea de interconexión, lo que implica que solo contarán con un solo medidor, tal como lo exponen en nota que anexamos a este informe.

Asimismo, se indica a la SIGET que en el informe de regulación del periodo Enero a junio de 2016 se le planteó un caso similar con proyectos fotovoltaicos del Grupo GESTAMP SOLAR ubicados en San Vicente, donde si bien esta sociedad no tenía contratos de largo plazo, afrontaba el mismo inconveniente, varios proyectos con una sola línea de interconexión.

Adicionalmente, se informa otro caso de proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre competencia, con razones sociales diferentes, con el mismo problema, comparten una única subestación elevadora y línea de transmisión a través de las cuales se conectarán a una bahía de 115 kV disponible en la SE Acajutla.

- Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V. (6 MW y 8 MW) adjudicados en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013
- Acajutla Energía Solar I, Ltda. de C.V. (20 MW) adjudicado en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013

- Sonsonate Solar, S.A. de C.V. (10 MW) adjudicado en la licitación Delsur-CLP-RNV-1-2016.

Estas plantas tendrán el mismo problema de separación de mediciones. Siendo más crítica la situación ya que son unidades de negocios diferentes, es decir Participantes de Mercado distintos, por lo que es necesario que el ROBCP, tenga establecido el mecanismo de separación de estas mediciones.

Por otra parte, la UT considera de suma importancia incluir el escenario, de proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre competencia, y con potencia adicional a la contratada, estos tendrán el mismo problema de separación de mediciones, puesto que solo tendrían un solo punto de conexión, y parte de su inyección es contrato y el resto será para el MME, por lo que debe ser claramente identificada, puesto que su tratamiento es muy distinto en la conciliación y facturación de transacciones.

Recomendación

Ante la situación planteada, la UT considera que una metodología con base a un prorrateo es técnicamente viable; sin embargo, es necesario complementar la normativa en el sentido de establecer un mecanismo administrativo en el cual los PM involucrados sean los responsables de dar soporte legal para la separación de las mediciones.

Por ejemplo:

1. Para el caso de PM múltiples, la implementación de la participación de un auditor externo que determine y certifique las mediciones mensuales con la aprobación consensuada de ambos PM (Mecanismo Acuerdo 139-E-2015) a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, el cual ha resultado ser un proceso muy eficiente y viable, y no ha presentado problemas de validación, ni operación, ni conflictos legales.
2. Para el caso de un solo PM con 2 o más asignaciones de potencia contratada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.

3. Para el caso de un solo PM con potencia adicional instalada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.

En todos los casos la función de la UT será validar los datos horarios enviados por el o los PM antes de su facturación oficial.

Estos mecanismos deben incluirse en el ROBCP, ya sea al final de la siguiente definición del Glosario, o en un numeral aparte en el ANEXO 13 Medición Comercial.

 **Contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales:**

Son una variante de Contratos de Libre Concurrencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre concurrencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se

establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

Petitorio

La UT le solicita a SIGET evaluar esta situación y complementar las normas existentes, con el objeto de evitar futuros inconvenientes en la facturación de las transacciones de inyección de los generadores fotovoltaicos y preparar la implementación de los procesos adicionales en la medición comercial de los mismos.

2. Inicio de vigencia de Contratos de Largo Plazo Licitación DELSUR -CLP-RNV-001-2013 94 MW entre las distribuidoras CAESS-DELSUR-CLESA-EEO-DEUSEM-B&D SERVICIOS TECNICOS-EDESAL y el generador PROVIDENCIA SOLAR (60 MW).

Antecedentes

El 1 de abril de 2017, entraron en vigor los contratos suscritos entre UDP NEOEN-ALMAVAL (Providencia Solar) y las compañías distribuidoras provenientes de la adjudicación en el Proceso de Libre Concurrencia denominado Licitación Pública Internacional No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013.

En tal sentido, la Gerencia de Conciliación de Transacciones de la UT, realizó un análisis detallado de los impases de puesta en operación de estos contratos a la luz del ROBCP encontrando un problema en el marco regulatorio de la energía asociada a dichos contratos.

Energía Asociada a Contratos (ERNC)

Inconveniente detectado

La reglamentación relacionada a la energía asociada a estos contratos indica claramente que toda la energía inyectada por estas plantas renovables no convencionales se considerara en contrato, lo cual se evidencia a continuación:

“Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales: Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

4.4.6 Toda la energía inyectada por unidades generadoras que tengan suscritos "Contratos de Libre Competencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales" será considerada vendida bajo contrato. Por lo anterior, las transacciones de energía, por nodo de retiro, de cada contrato que tenga un mismo respaldo de generación renovable no convencional, resultarán de aplicar a la energía generada por el grupo de unidades generadoras correspondientes, en cada intervalo de mercado, los porcentajes a los que hace referencia el numeral 4.3.5.

La suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por un mismo grupo de unidades de generación renovable no convencionales - así como la suma de los porcentajes de desagregación por cada nodo de retiro de cada contrato - debe ser igual al ciento por ciento (100%), condición matemática con la que se verifica haber asignado a las partes contractuales compradoras, la totalidad de la energía vendida bajo contrato por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales.

Las unidades generadoras asociadas con los "Contratos de Libre Competencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales", estarán comprometidas en su totalidad en esos

contratos, por lo que no podrán participar en ningún otro tipo de transacción adicional con la energía o capacidad firme de dichas unidades generadoras.”

Sin embargo, al proceder a operativizar estos contratos, el modelo le determina su participación en las pérdidas de transmisión horarias del sistema, lo cual lo “hace” comprar sus pérdidas de transmisión en el Mercado de oportunidad mediante una desviación de contrato de inyección, **lo cual es correcto**; pero este resultado sería un “incumplimiento” del ROBCP, de acuerdo con la reglamentación citada.

Cabe mencionar, que durante el proceso de determinación de la “Energía Asociada a los Contratos”, tanto las distribuidoras como el generador consultaron sobre las pérdidas de transmisión, debido a que no aparecían descontadas en el ROBCP, y se les explicó lo indicado en el párrafo anterior, es decir, que si no se descontaban de la inyección, se produciría una desviación de contrato, mediante la cual el generador las compraría al MRS, y se incumpliría el ROBCP.

Por otra parte, al revisar una de las copias de los contratos remitidos por las distribuidoras, se encontró que en la Cláusula 5.2 ENERGÍA CONTRATADA Y ENERGÍA CONTRATADA MÍNIMA, si se ha considerado **el descuento de las pérdidas de transmisión de la energía contratada**, la cual citamos:

“5.2. ENERGÍA CONTRATADA Y ENERGÍA CONTRATADA MÍNIMA

La cantidad de Energía Contratada, corresponderá a la proporción de participación de la Distribuidora en la Licitación No. DELSUR-CLP-RNV-CERO CERO UNO-DOS MIL TRECE de la energía total inyectada por la planta descontando las pérdidas de transmisión, La Energía Contratada será calculada con base en la siguiente fórmula:

$$EC_{h-m-n} [MWh] = EG_{h-m} [MWh] \times \%DX \times \%N_n$$

Dónde:

n: Nodo de la red de transmisión

a: Cada uno de los años del Período de Suministro

ECh-,n.n: Energía Contratada en la hora "h" del mes "m" para el nodo "n".

EGh_m: Energía total inyectada en el mes "m" por la Planta de Generación que respaldará el Contrato descontando las pérdidas de transmisión, información que será proporcionada por la UT."

En tal sentido, identificamos una inconsistencia en el ROBCP que debe ser solventada, para evitar malos entendidos o posibles conflictos en la puesta en marcha de estos contratos, ya que estos PM podrían quejarse que se les está reduciendo su inyección en el DTE por el descuento de las pérdidas de transmisión.

Petitorio

Con base a la problemática planteada se solicita a la SIGET se agregue al articulado vigente en el ROBCP, **de forma explícita**, el descuento de las pérdidas de transmisión de la inyección horaria de estas plantas para determinar su energía contratada. Tal como se propone a continuación:

***“Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales:** Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas **descontando las pérdidas de transmisión**, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.*

Se detallan a continuación aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo julio-diciembre de 2017.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Julio			
286-E-2017	17/07/2017	SIGET aprueba valor Cargo de capacidad para 2017 (US\$7.34/kW-mes), tasa de descuento representativa para la actividad de Generación (11.33%), aprobación de metodología para la determinación e indexación del cargo de capacidad para el quinquenio 2017 – 2021.	Con base a este valor se determinan los balances anuales de Capacidad Firme provisoria y definitiva, así como los recálculos necesarios de acuerdo con el ROBCP, y se aplica a las licitaciones de procesos de libre concurrencia de contratos de largo plazo.
293-E-2017	19/07/2017	Liquidación Parcial del Mercado Mayorista junio 2017.	<ul style="list-style-type: none"> Desfase en el pago total del MRS a los PM acreedores del MME del mes de junio de 2017. Aprueba procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones de junio/17. Vigencia
Resolución CRIE 38-2017	27/07/2017	Inicio de procedimiento de consulta pública 02-2017 referente a predespachos intradiarios.	Analizar posibles efectos en la normativa nacional vigente por posible aprobación de predespacho intradiario.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
<u>Agosto</u>			
Resolución CRIE 37-2017	14/08/2017	Inclusión en predespacho de aceptación de cargos derivados del MOR.	Modificación al formulario de declaración MER para adicionar columna de aceptación de cargos con inicio vigencia 01/12/17.
356-E-2017	16/08/2017	Respuesta SIGET a consulta de UT (SIGET-1239 del 08/8/2017) relacionada al cargo de capacidad a aplicar a las transacciones de capacidad firme a partir de julio/17 debido a la interposición de recursos de apelación de tres PMS generadores.	Instruye se continúe aplicando Cargo por Capacidad, valor aprobado en Acuerdo No. 590-E-2015 de US\$7.80/kW-mes, hasta que la Junta de Directores de la SIGET emita resoluciones finales a los recursos interpuestos. Afecta montos liquidados del balance de Capacidad Firme Provisoria y definitiva desde enero 2017 y los ICT emitidos desde ese mes.
393-E-2017	24/08/2017	Liquidación parcial del mercado mayorista del mes de julio/17.	Aprueba procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones de julio/17. Vigencia hasta el 25/10/2017.
Resolución CRIE-41-2017	28/08/2017	Reglamentación del Mercado Eléctrico Regional.	Prórroga a vigencia del PDC al RMER y sus reformas hasta el 31/12/18. Del 1/06/17 hasta el 31/08/18 se aplicará PDC al RMER con carácter oficial. Modificaciones RMER, Libro I, II y sus anexos, III y VI, se aplicarán con carácter indicativo del 01 de junio al 31 de julio/17 y del 01 de octubre al 30 de noviembre/17 y a partir del 01/01/19, se procederá con las modificaciones.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
<u>Septiembre</u>			
435-E-2017	19/09/2017	Estructuras de combustible período 2017-2017	Aprobación mismas fórmulas para las estructuras de combustible período 2017-2018, haciendo el cambio en el nombre de la referencia internacional de los combustibles bajo la aclaración que solamente sirve para fijar precio no para establecer especificaciones técnicas del combustible.
436-E-2017	19/09/2017	Liquidación parcial del mercado mayorista del mes de agosto/17.	Aprueba procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones correspondientes al mes de agosto/17. Vigencia hasta el 24 de noviembre de 2017. Desfase en el pago total del MRS a los PMs acreedores del MME del mes de agosto de 2017.
437-E-2017	22/09/2017	Informe sobre pago de liquidaciones correspondientes al período ago-dic/16 y ene-jun/17.	Informe detallado de las liquidaciones parciales de los períodos agosto a diciembre/16 y enero a junio/17, fecha de vencimiento 9 de octubre de 2017.
<u>Octubre</u>			
489-E-2017	23/10/2017	Liquidación parcial del mercado mayorista del mes de septiembre/17.	Aprueba procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones de septiembre/17.
Resolución CRIE 53-2017	27/10/2017	Consulta participativa cálculo tasa de descuento	Adición Anexo J al libro III del RMER

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
<u>Noviembre</u>			
545-E-2017	22/11/17	Liquidación parcial del mercado mayorista del mes de octubre/17.	Aprueba procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones de octubre/17.
563-E-2017	27/11/2017	<ul style="list-style-type: none"> • SIGET aprueba valor del Cargo de capacidad para 2017 (US\$7.53/kW-mes) • Tasa de descuento representativa para la actividad de Generación (11.33%), • Aprobación de metodología para la determinación e indexación del cargo de capacidad para el quinquenio 2017 – 2021. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de la tasa de descuento que establece el ROBCP. Pasó de 12% a 11.33%. Afecta los informes de auditoría del Anexo 17. • Con base a este valor se determinan los Balances anuales de Capacidad Firme Provisoria y definitiva, así como los recálculos necesarios de acuerdo con el ROBCP, y se aplica a las licitaciones de procesos de libre concurrencia de contratos de Largo Plazo. • En DTE de noviembre de 2017 se aplica ajuste a los Balances de Capacidad Firme Provisoria junio 2017 a octubre 2017 y Definitiva enero 2017 a mayo 2017.
<u>Diciembre</u>			
Resolución CRIE-70-2017	24/11/2017 Publicada 27/12/2017	Consulta Pública 02-2017 inclusión predespacho intradiarios del MER.	Se archiva propuesta.

CONFLICTOS Y SANCIONES

Ruptura de cadena de pagos Liquidaciones del Mercado Mayorista de Electricidad**Liquidación parcial MRS de las transacciones del mes de julio de 2017**

Con fecha 9 y 10 de agosto de 2017 se recibieron cartas de las compañías Distribuidoras Grupo AES y DELSUR, S.A. de C.V., EDESAL, S.A. de C.V., respectivamente, en la cual informan a la UT que tuvieron atrasos en el pago del subsidio por parte del Fondo de Inversión Social para Electricidad y Telecomunicaciones (FINET) otorgado por el Gobierno de El Salvador, lo cual les imposibilita el cumplir en un 100% el pago de la liquidación por las transacciones del mes de julio de 2017, a su vez solicitaron que la Junta Directiva gestionara ante SIGET que ésta iniciara un proceso de aprobación de una liquidación parcial, así como también que se otorgará prórroga al plazo contenido en el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para efectuar la verificación y liquidación del mercado.

Asimismo, con fecha 11 de agosto de 2017, se recibe carta de Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.-INE, en la que manifiesta que, por la falta de pago de las compañías Distribuidoras, se encontraba en la imposibilidad para cumplir con sus obligaciones en el MRS del mes de julio de 2017.

Las solicitudes fueron analizadas por Junta Directiva en la sesión No. 495 de fecha 15 de agosto de 2017 y en su punto IV tomó los siguientes acuerdos:

“3) Remitir a SIGET, un proyecto de Disposiciones Transitorias, a fin de modificar, en lo pertinente, la forma de aplicar el ROBCP, respecto a los planteamientos de los PM Distribuidores y de INE, S.A. de C.V.; y trasladarles la solicitud de dichos PM respecto a la dispensa de los cinco puntos adicionales para establecer la tasa del interés moratorio;...”

Por medio del **Acuerdo 393-E-2017**, recibido con fecha 24 de agosto de 2017, la Junta de Directores de SIGET resolvió: Aprobar el procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones correspondientes al mes de **julio de 2017**, en la que en resumen estableció:

- ✓ En la liquidación parcial, “...no se hará efectiva la garantía de pago....”;

- ✓ De los fondos disponibles la UT descontará “...el monto neto adeudado al Mercado Eléctrico Regional (MER)”;
- ✓ “...no se aplicarán las disposiciones relacionadas con los procesos sancionatorios por mora y falta de pago indicadas en el Anexo Infracciones y Conflictos, ni tampoco las que se especifican en los numerales 18.10.5 y 18.10.6 del capítulo 18 TRANSACCIONES ECONÓMICAS del ROBCP”;
- ✓ El resto de las actividades del proceso de liquidación se desarrollen de acuerdo con los plazos indicados en el Anexo14.
- ✓ Estableció como vigencia del Acuerdo desde su notificación hasta el 25/10/17.
- ✓ Respecto al pago de intereses se reitera lo expresado en los Acuerdos Nos. 323-E-2016, 351-E-2016, 428-E-2016, 473-E-2016. 39-E-2017, 86-E-2017, 122-E-2017, 165-E-2017, 203-E-2017 y 233-E-2017, y 293-E-2017.

Liquidación parcial MRS de las transacciones del mes de agosto de 2017

Con fecha 7 y 8 de septiembre de 2017 se recibieron cartas de las compañías Distribuidoras Grupo AES y DELSUR, S.A. de C.V., EDESAL, S.A. de C.V., respectivamente, en la cual informan a la UT que tuvieron atrasos en el pago del subsidio por parte del Fondo de Inversión Social para Electricidad y Telecomunicaciones (FINET) otorgado por el Gobierno de El Salvador, lo cual les imposibilita el cumplir en un 100% el pago de la liquidación por las transacciones del mes de agosto de 2017, a su vez solicitaron que la Junta Directiva gestionara ante SIGET que ésta iniciara un proceso de aprobación de una liquidación parcial, así como también que se otorgará prórroga al plazo contenido en el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para efectuar la verificación y liquidación del mercado.

Asimismo, con fecha 8 de septiembre de 2017, se recibe carta de Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.-INE, en la que manifiesta que, por la falta de pago de las compañías Distribuidoras, se encontraba en la imposibilidad para cumplir con sus obligaciones en el MRS del mes de agosto de 2017.

Las solicitudes fueron analizadas por Junta Directiva en la sesión No. 495 de fecha 15 de agosto de 2017 y en su punto IV tomó los siguientes acuerdos:

- “3) Remitir a SIGET, un proyecto de Disposiciones Transitorias, a fin de modificar, en lo pertinente, la forma de aplicar el ROBCP, respecto a los planteamientos de los

solicitantes; y, trasladarles el requerimiento de dichas sociedades respecto a la dispensa de los cinco puntos adicionales para establecer la tasa del interés moratorio...”

Por medio del **Acuerdo 436-E-2017**, recibido con fecha 19 de septiembre de 2017, la Junta de Directores de SIGET resolvió: Aprobar el procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones correspondientes al mes de **agosto de 2017**, en la que en resumen estableció:

- ✓ En la liquidación parcial, “...no se hará efectiva la garantía de pago...”;
- ✓ De los fondos disponibles la UT descontará “...el monto neto adeudado al Mercado Eléctrico Regional (MER)”;
- ✓ “...no se aplicarán las disposiciones relacionadas con los procesos sancionatorios por mora y falta de pago indicadas en el Anexo Infracciones y Conflictos, ni tampoco las que se especifican en los numerales 18.10.5 y 18.10.6 del capítulo 18 TRANSACCIONES ECONÓMICAS del ROBCP”;
- ✓ El resto de las actividades del proceso de liquidación se desarrollen de acuerdo con los plazos indicados en el Anexo14.
- ✓ Estableció como vigencia del Acuerdo desde su notificación hasta el 24/11/17.
- ✓ Respecto al pago de intereses se reitera lo expresado en los Acuerdos Nos. 323-E-2016, 351-E-2016, 428-E-2016, 473-E-2016. 39-E-2017, 86-E-2017, 122-E-2017, 165-E-2017, 203-E-2017 y 233-E-2017, 293-E-2017 y 393-E-2017.

Liquidación parcial MRS de las transacciones del mes de septiembre de 2017

Con fecha 5 de octubre de 2017 se recibieron cartas de las compañías Distribuidoras Grupo AES y DELSUR, S.A. de C.V. e Inversiones Energéticas, S.A. de C.V-INE; y con fecha 10 de octubre de 2017 de EDESAL, S.A. de C.V., en la cual informan a la UT que tuvieron atrasos en el pago del subsidio por parte del Fondo de Inversión Social para Electricidad y Telecomunicaciones (FINET) otorgado por el Gobierno de El Salvador, lo cual les imposibilita el cumplir en un 100% el pago de la liquidación por las transacciones del mes de **septiembre de 2017**, a su vez solicitaron que la Junta Directiva gestionara ante SIGET que ésta iniciara un proceso de aprobación de una liquidación parcial, así como también que se otorgará prorroga al plazo contenido en el Reglamento de

Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para efectuar la verificación y liquidación del mercado.

Adicionalmente de lo anterior, la INE solicitó extender hasta el 23 de diciembre de 2017 el plazo establecido mediante el Acuerdo SIGET 393-E-2017, para que ésta realizara el pago de sus obligaciones correspondientes a la liquidación del mes de julio de 2017.

La solicitud fue analizada por Junta Directiva en la sesión No. 499 de fecha 10 de octubre de 2017 y en su punto VI tomó los siguientes acuerdos:

“...**2)** Instruir a la Administración, para notificar a los acreedores del Mercado Mayorista del mes de septiembre de dos mil diecisiete, sobre la liquidación parcial que se realizará el próximo veintitrés de octubre de dos mil diecisiete; **3)** Remitir a SIGET, un proyecto de Disposiciones Transitorias, a fin de modificar, en lo pertinente, la forma de aplicar el ROBCP, respecto a los planteamientos de los solicitantes; y, trasladarles el requerimiento de dichas sociedades respecto a la dispensa de los cinco puntos adicionales para establecer la tasa del interés moratorio;**4)** Remitir a SIGET la petición del PM generador INVERSIONES ENERGÉTICAS, S. A. de C. V., en cuanto a extender hasta el veintitrés de diciembre de dos mil diecisiete el plazo establecido mediante el Acuerdo SIGET 393-E-2017, para que ésta, realice el pago de sus obligaciones correspondientes a la liquidación del mes de julio de dos mil diecisiete;...”

Por medio del **SIGET 489-E-2017**, recibido con fecha 23 de octubre de 2017, la Junta de Directores de SIGET resolvió: Aprobar el procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones correspondientes al mes de **septiembre de 2017**, en la que en resumen estableció:

- ✓ En la liquidación parcial, “...no se hará efectiva la garantía de pago...”;
- ✓ De los fondos disponibles la UT descontará “...el monto neto adeudado al Mercado Eléctrico Regional (MER)”;
- ✓ “...no se aplicarán las disposiciones relacionadas con los procesos sancionatorios por mora y falta de pago indicadas en el Anexo Infracciones y Conflictos, ni tampoco las que se especifican en los numerales 18.10.5 y 18.10.6 del capítulo 18 TRANSACCIONES ECONÓMICAS del ROBCP”;
- ✓ El resto de las actividades del proceso de liquidación se desarrollen de acuerdo con los plazos indicados en el Anexo14.

- ✓ Estableció como vigencia del Acuerdo desde su notificación hasta el 23/12/17.
- ✓ Respecto al pago de intereses se reitera lo expresado en los Acuerdos Nos. 323-E-2016, 351-E-2016, 428-E-2016, 473-E-2016. 39-E-2017, 86-E-2017, 122-E-2017, 165-E-2017, 203-E-2017, 233-E-2017, 293-E-2017, 393-E-2017 y 436-E-2017.
- ✓ En cuanto a la petición de la INE, acordó prorrogar hasta 23 de diciembre el pago complementario de la liquidación correspondiente al mes de julio de 2017.
- ✓ Requerir a la UT, que finalizado el proceso de la liquidación completa del mes de septiembre de 2017, rinda informe en el que se exponga como efectuó la liquidación, teniendo como plazo 10 días hábiles contados a partir del 23 de diciembre de 2017.

Liquidación parcial MRS de las transacciones del mes de octubre de 2017

Con fecha 6 de noviembre de 2017 se recibieron cartas de las compañías Distribuidoras Grupo AES y DELSUR, S.A. de C.V., e Inversiones Energéticas, S.A. de C.V; y con fecha 10 de noviembre de 2017 de EDESAL, S.A. de C.V., en la cual informan a la UT que tuvieron atrasos en el pago del subsidio por parte del Fondo de Inversión Social para Electricidad y Telecomunicaciones (FINET) otorgado por el Gobierno de El Salvador, lo cual les imposibilita el cumplir en un 100% el pago de la liquidación por las transacciones del mes de **octubre de 2017**, a su vez solicitaron que la Junta Directiva gestionara ante SIGET que ésta iniciara un proceso de aprobación de una liquidación parcial, así como también que se otorgará prorroga al plazo contenido en el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para efectuar la verificación y liquidación del mercado.

La solicitud fue analizada por Junta Directiva en la sesión No. 501 de fecha martes 7 de noviembre de 2017 y en su punto VIII tomó los siguientes acuerdos:

“...**2)** Instruir a la Administración, para notificar a los acreedores del Mercado Mayorista del mes de octubre de dos mil diecisiete, sobre la liquidación parcial que se realizará el próximo veintitrés de noviembre de dos mil diecisiete; **3)** Remitir a SIGET, un proyecto de Disposiciones Transitorias, a fin de modificar, en lo pertinente, la forma de aplicar el ROBCP, respecto a los planteamientos de los solicitantes; y, trasladarles el requerimiento de dichas sociedades respecto a la dispensa de los cinco puntos adicionales para establecer la tasa del interés moratorio;...”

Por medio del **SIGET 545-E-2017**, recibido con fecha 22 de noviembre de 2017, la Junta de Directores de SIGET resolvió: Aprobar el procedimiento transitorio para la liquidación de las transacciones correspondientes al mes de **octubre de 2017**, en la que en resumen estableció:

- ✓ En la liquidación parcial, “...no se hará efectiva la garantía de pago...”;
- ✓ De los fondos disponibles la UT descontará “...el monto neto adeudado al Mercado Eléctrico Regional (MER)”;
- ✓ “...no se aplicarán las disposiciones relacionadas con los procesos sancionatorios por mora y falta de pago indicadas en el Anexo Infracciones y Conflictos, ni tampoco las que se especifican en los numerales 18.10.5 y 18.10.6 del capítulo 18 TRANSACCIONES ECONÓMICAS del ROBCP”;
- ✓ El resto de las actividades del proceso de liquidación se desarrollen de acuerdo con los plazos indicados en el Anexo14.
- ✓ Estableció como vigencia del Acuerdo desde su notificación hasta el 24/01/18.
- ✓ Respecto al pago de intereses se reitera lo expresado en los Acuerdos Nos. 323-E-2016, 351-E-2016, 428-E-2016, 473-E-2016. 39-E-2017, 86-E-2017, 122-E-2017, 165-E-2017, 203-E-2017, 233-E-2017, 293-E-2017, 393-E-2017, 436-E-2017 y 489-E-2017.
- ✓ Se requirió a la Unidad de Transacciones que, una vez finalizado el proceso para la liquidación completa de las transacciones correspondientes al mes de octubre de 2017, rindiera un informe en el que se exponga, cómo se efectuó dicha liquidación, para lo cual se otorga un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente al veinticuatro de enero de dos mil dieciocho.

Anexo

- Carta Capella Solar