

## PERÍODO ENERO-JUNIO 2016

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



## 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 enero a junio del año 2016 de acuerdo a 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 enero - junio de 2016.

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

Inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del mercado.

### A. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

#### 1. Plazos considerados en la ejecución de auditorías Técnicas de los Anexos 16 y 17 del ROBCP.

##### Antecedentes

El anexo 17-Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención del Reglamento de Operación basado en Costos de Producción (ROBCP) establece todas las reglas para la realización de auditorías de costos variables no combustibles (de operación y mantenimiento), desde la contratación del auditor, ejecución de la auditoría, preparación y entrega del informe, revisiones por parte del PM y de la UT hasta finalizar en la aprobación del informe para la utilización de los resultados en los procesos de la Planificación de la Operación.

En la sección 11.6 Plazos involucrados, detalla la duración de cada actividad desde la elaboración del informe, presentación de observaciones hasta la presentación del informe final.

##### Inconveniente detectado

En las rondas de auditorías de los años 2011-2012 y 2013-2014, se dieron en repetidas ocasiones el incumplimiento por parte de los auditores de los plazos contemplados en el ROBCP, teniendo la UT que notificar a los involucrados de los atrasos en la entrega de informes (cuando estos eran de una duración considerable). Durante la ronda de auditorías del período 2013-2014 se redujeron estos incumplimientos, siendo únicamente un auditor el que entregó con desfase los informes finales de auditoría.

Esta situación puede evidenciarla SIGET en la información que la UT remitió después de aprobada cada auditoría, particularmente en la comunicación Auditor-PM-UT.

Para el ciclo de auditorías 2015-2016 el problema se dio en otro sentido, ya que, de acuerdo a lo que se nos manifestó, el contrato que un auditor firmó con el PM para la realización de este proceso establecía en sus condiciones el cronograma descrito en el ROBCP y de no cumplirse implicaría para el auditor penalizaciones.

Ante esta situación, el auditor le solicitó a la UT el cumplimiento de los plazos contractuales, en cuanto a la remisión de observaciones a los informes, como había sido hecho para las auditorías de las curvas de consumo de calor (normadas en el A16 del ROBCP).

### **Acción Tomada**

Al ser el auditor técnico nuevo en el proceso de auditorías (se incorporó a la base de datos de auditores en el año 2015), no conocía las particularidades que tiene todo el procedimiento de la auditoría, su informe y revisión del mismo, por lo que se citó para explicarle en detalle las implicaciones que tenía cumplir con los plazos, en detrimento de la calidad de los informes a autorizar.

Se le explicó que en cuanto a los informes de curvas de consumo de calor (A16), la revisión era mucho más expedita por la naturaleza de los datos, que son lecturas de una prueba de consumo que ha sido observada por la UT y solo debe validarse que los datos sean los correspondientes a las pruebas y su correcta conversión y procesamiento.

Caso contrario, para los informes de costos variables no combustibles (A17), cuya complejidad radicaba en la cantidad de información de respaldo de los rubros componentes del informe; toda la información de ciclos de mantenimiento (se han tenido ciclos de mantenimiento de 10 años), intervenciones, costos híbridos, regímenes de despacho, costeos para cada consumible, es objeto de una exhaustiva validación, por parte de la UT, a través de la revisión detallada de los archivos de respaldo, y la retroalimentación del auditor, por lo que en ocasiones no se puede cumplir con los plazos definidos.

Se le comentó al auditor que una vez se reciben los informes, se inicia un trabajo intenso de revisión, por lo que la disposición de la UT es presentar observaciones en el mínimo de tiempo

posible, pero si se excede el tiempo establecido, la prioridad es completar la revisión para asegurar la calidad de los datos que serán parte de los procesos de planificación por lo menos por dos años.

En muchos casos, incluso ha sido necesario tener varias rondas de observaciones al no cumplir el auditor con lo que se ha requerido por parte de UT, por lo que el tiempo que la UT se toma en la revisión del informe también depende mucho de la calidad y entrega completa de la información de respaldo. Y esta consideración de **varios ciclos de revisión no está contemplada en el ROBCP** por ser una particularidad que se da con algunos informes de auditoría.

La UT considera que esta práctica es la que ha permitido que los valores de costos variables no combustibles (elemento importante del costo variable de cada generador, que se utiliza para obtener los costos marginales del mercado); reflejen lo más apegado a la realidad, los costos de mantenimiento y operación de las unidades generadoras que participan del Mercado Mayorista.

Para la UT la prioridad es contar con valores completamente sustentados y validados (la aprobación del informe recae en la UT), respetando los plazos establecidos y de no ser posible con el menor de los atrasos.

En todas las auditorías (y esta no fue la excepción) se ha realizado una revisión exhaustiva de la información y no se ha aprobado el informe final hasta solventar todas las observaciones realizadas, tratando de que todo el proceso se lleve a cabo en el menor tiempo posible.

## **Recomendación**

Se solicita a SIGET que sea analizada la normativa en cuanto a los plazos establecidos para la actividad de revisión del informe de auditoría por parte de UT, en el sentido de enfatizar que es un tiempo referencial, que puede ser ampliado a criterio de la UT según las particularidades de cada informe, para asegurar la calidad de los valores a aprobar por su relevancia en la planificación de la operación.

## 2. Costo de falla.

### Antecedentes

El Acuerdo 421-E-2011 aprobó las disposiciones transitorias para el inicio de aplicación del ROBCP, en las cuales se establecía una metodología de cálculo para determinar el costo variable de la unidad de racionamiento forzado en su último escalón, siendo la siguiente:

$$VENS_p = 1.02 \times CVAR_{\max}$$

Donde:

$VENS_p$  : Es el valor económico de la Energía No Servida para fines de la planificación, en \$/MWh

$CVAR_{\max}$ : Costo de la unidad generadora más cara del parque generador en la semana para fines de planificación.

En el acuerdo 384-E-2012 se prorrogó esta metodología hasta el 30 de noviembre de dos mil doce, la cual se sigue utilizando hasta la fecha debido a que el mecanismo ha reflejado los resultados esperados por parte del Regulador.

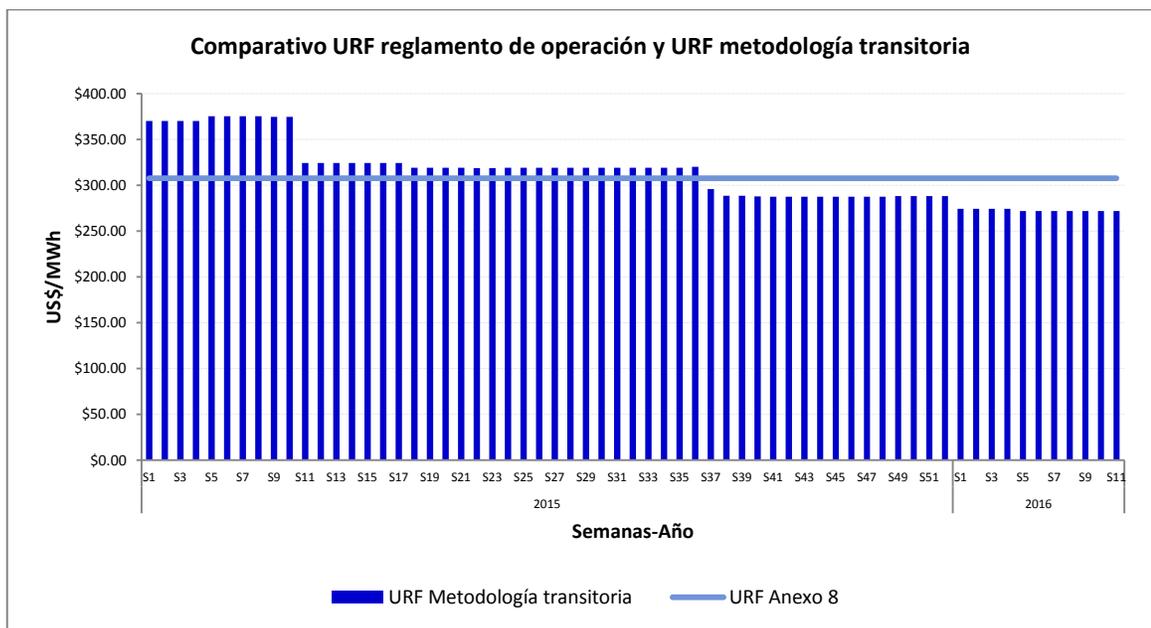
### Inconveniente detectado

Se han identificado a la fecha dos eventos que se deben evaluar por parte de SIGET, con el objetivo de ajustar la metodología utilizada actualmente para el cálculo de la URF. Dichos eventos son por un lado, los valores del agua ante condiciones de climáticas extremas y por otra, la baja prolongada de los precios del combustible.

Sobre los efectos del factor climático, el fenómeno observado fue durante la semana 47/2015, cuando la central hidroeléctrica Guajoyo en la reprogramación semanal, el modelo determinó un valor de US\$1,363.13/MWh, ubicándola como la unidad generadora más cara del parque generador en la semana. Es importante resaltar que, ante las condiciones hidrológicas extremas que se experimentaron, consideramos que esta era una señal correcta en el modelo, ya que lo que se pretendía era no inyectar energía en esta central hidroeléctrica para recuperar lo más

posible su nivel, de cara a la siguiente época seca. Por otro lado, este valor es un resultado en el modelo, y no un dato de entrada, razón por la cual es imposible determinar el valor de la URF (dato de entrada) en base a los costos de oportunidad de agua de las centrales hidroeléctricas.

En cuanto al precio del combustible, la baja en estos provoca que el valor de la URF quede por debajo del valor reglamentado en el Anexo 08 “Racionamiento” del ROBCP de US\$307.82. Este fenómeno se comenzó a dar a partir de la semana 37/2015, comportamiento que continua a la fecha, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



Debido a la implicación económica del costo de racionamiento, se requiere que se analice la metodología transitoria, así como el anexo de racionamiento para efectos de evitar la coexistencia de dos valores, los cuales en la actualidad están muy cercanos y, por otra parte hacer ajustes de forma a la metodología.

**Acción tomada**

En ambos inconvenientes identificados, la UT estimo la URF tomando como referencia la central térmica más cara del parque generador, siendo esta la acaj-u4.

## **Recomendación**

Debido al impacto económico de la URF, y los resultados obtenidos, se considera conveniente que la SIGET evalúe la conveniencia de aprobar de forma definitiva el mecanismo transitorio, haciendo cambios de forma en la formulación actual.

La medida considera dejar de forma definitiva la metodología que se viene utilizando desde el inicio del ROBCP (5 años), esto bajo la consideración que la misma refleja buenos resultados, tal como lo ha sido evidente.

Adicionalmente, debe considerarse acotar la regla para que sea el costo de la unidad generadora térmica más cara, de forma que se dejaría establecido que valores no representativos, y que aún no se conocen cuando se define el valor de la URF, como el observado en la Central Guajoyo durante la Semana 47/2015, sean automáticamente excluidos. Esto si se observa a la luz de la definición del término  $CVAR_{max}$ , actualmente vigente, lleva a interpretar que se debió fijar una URF con el valor imputado a Guajoyo, a sabiendas que dicho valor fue producto de condiciones específicas del manejo del agua, además de ser un resultado del modelo de optimización.

### **3. Publicación de la Programación Semanal**

#### **Antecedentes**

El Anexo 06-Transacciones del Mercado en su numeral 3. Cronograma de la Programación Semanal, establece que los días jueves de cada semana, la UT pondrá a disposición de los Participantes del Mercado la programación semanal que tendrá vigencia a las cero horas día lunes de la siguiente semana.

Esta programación semanal de acuerdo con la reglamentación, solamente puede ser cambiada por un rechazo justificado y válido presentado por los PMs, en tal sentido, se tiene hasta las 12 horas del día viernes para poder presentar las causales del rechazo o, por reprogramación una vez estando en ejecución.

Ante un rechazo justificado, la Gerencia de Planificación procede a incorporar los cambios y ejecuta nuevamente la programación semanal, teniendo hasta las 17 horas del día viernes la publicación definitiva de la programación.

## **Inconveniente detectado**

En ocasiones la gerencia de planificación se ha visto en la necesidad de ejecutar y publicar actualizaciones de la programación semanal antes de su entrada en vigencia, pero que por ser posteriores a la publicación del día jueves, se encuentran fuera de los tiempos reglamentados. Estas publicaciones no se consideran como re-despachos, sino como actualizaciones que la gerencia de planificación realiza de oficio, ante cambios de impacto en los escenarios utilizados en la programación publicada el día jueves.

Dentro de los cambios se pueden citar: mantenimientos de emergencia, pronósticos de hidrología, transacciones regionales, entre otros.

Si bien, la mayor parte de las veces la publicación que se realiza el día jueves es la definitiva, hay casos en los cuales se hace necesario publicar una programación actualizada el día viernes o incluso hasta un día antes que entre en vigencia la programación, quedando esta como definitiva a sabiendas que se realizó fuera del horario reglamentado, pero se prefiere esta alternativa para brindar al mercado un mejor servicio, por medio de un programa de generación semanal mucho más acorde a las condiciones esperadas, y actualizadas, a partir del día lunes que toma vigencia.

## **Acción tomada**

A efectos de poder brindar mediante la programación semanal, una solución óptima que presente un panorama más apegado a las condiciones esperadas, y actualizadas, y que se constituya en una mejor herramienta de decisión para los PMs, la Gerencia de Planificación estableció como buena práctica la búsqueda de una mejor solución matemática para realizar, en caso de ser necesario, la actualización de la programación semanal previa a su entrada en

vigencia. Para ello evalúa escenarios hidrológicos alternativos, mayores tiempos de convergencia en servidores que soportan el procesamiento paralelo, revisa cambios en los mantenimientos y otros elementos que puedan afectar el resultado final.

Esta práctica ha llevado a que, en algunas ocasiones, la programación semanal publicada el día jueves sea sustituida por una solución más óptima que es obtenida generalmente el día viernes. Sin menoscabar aquellas reprogramaciones que se hacen necesarias cuando se dan condiciones en centrales generadoras que impactan el resultado, así como por efectos climáticos.

## **Recomendación**

Para brindar una mejor herramienta para la toma de decisiones a los PMs, así como una mejor optimización del recurso hidroeléctrico, y mejor manejo del resto de recursos, se recomienda que el Regulador analice el Anexo 06- Transacciones del mercado, con el objetivo verificar la conveniencia de normar lo expuesto anteriormente, en el sentido que las posibles modificaciones tienen como objetivo brindar un mejor servicio a los Participantes de Mercado.

Las posibles modificaciones a considerar por la SIGET deben incluir la posibilidad de actualización de la programación semanal, de oficio, cuando la UT identifique mejoras sustanciales en los resultados obtenidos bajo las nuevas condiciones, aun cuando no existan rechazos a la programación semanal inicial por parte de los Participantes de Mercado.

## **B. CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES**

### **Medición de generadores fotovoltaicos múltiples**

En relación a la entrada en operación de los proyectos de generación fotovoltaicos el próximo año, nos permitimos plantear los siguientes elementos, los cuales se ha previsto en una limitante en la normativa actual del mercado. Dentro de los factores que se tienen identificados a la fecha se mencionan los siguientes:

- 1- Debido a los incentivos otorgados por la Ley de Incentivos Fiscales Para el Fomento de Energías Renovables en la Generación de Electricidad y su Reglamento,

se están construyendo varios proyectos pequeños como unidades estratégicas de negocio independientes, lo que implica que, pese a que sean propiedad de una sola empresa, tendrán razones sociales diferentes, y por ende, si deciden inscribirse en el Mercado Mayorista serán Participantes de Mercado distintos;

- 2- El Gobierno de la República continúa promoviendo incentivos fiscales, lo cual se confirmó en la presentación de la Licitación DELSUR-CLP-001-2016, realizada el pasado 17 de agosto de 2016, por lo que se prevé un crecimiento de los proyectos.
- 3- De acuerdo a conversaciones con algunos inversionistas la mayoría de esos proyectos están instalando potencia adicional a la contratada.

Sobre estos puntos, es donde la UT advierte que las normas reglamentarias correspondientes a la medición comercial, presenta una deficiencia en la aplicación en lo que respecta al tratamiento que se le dará a este tipo de generadores, particularmente por la forma en cómo está configurado su sistema de medición.

Para ejemplificar las limitantes en la normativa se presenta como base un caso real, del Grupo Gestamp Solar, con sus proyectos en San Vicente: "TECOLUCA SOLAR" y "SAN NICOLAS SOLAR", y su posible expansión de otros tres proyectos adicionales.

Como es de su conocimiento este Grupo presentó durante febrero de 2015, consulta a SIGET sobre el tema relacionado a las mediciones, siendo la respuesta del regulador realizar gestiones con la UT para el análisis de una propuesta de prorrateo de las mediciones. (Se anexa nota de SIGET copiada por Gestamp Solar a la UT). La consulta específica que Gestamp realizó a SIGET, según explico el Sr. Ignacio Mora, fue que ellos tenían 2 proyectos de generación, pero un solo punto de interconexión en la Subestación de ETESAL en Tecoluca, por lo que la alternativa viable era realizar un prorrateo de esa medición con base a las mediciones registradas en las plantas generadoras.

Al conversar con el Sr. Mora en detalle, confirmó que serían 2 empresas diferentes, es decir 2 PM, y no un PM con 2 equipos diferentes. Es esta situación, donde la UT encuentra un problema

operativo al aplicar el prorrateo, y no por complejidad de cálculo, sino por impases legales, ya que serían 2 PM, con unidades administrativas diferentes y resultados económicos independientes.

De acuerdo al Marco Regulatorio vigente, al ser PMs diferentes, sus sistemas de medición deberían ser independientes.

Adicionalmente, dado que también ya existen proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre concurrencia, con potencia adicional a la contratada, estos tendrán el mismo problema de separación de mediciones, puesto que solo tienen 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.

Finalmente, lo que se prevé es que, si a futuro el Grupo Gestamp o cualquier otra empresa vende los proyectos, estos ya cuenten con un mecanismo legal que permita dejar las cuentas claras.

## **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 a los PMs involucrados sean los responsables de dar soporte legal para la separación de las mediciones.

Por ejemplo: para el caso de PMs múltiples, la implementación de la participación de un Auditor Externo que determine y certifique las mediciones mensuales con la aprobación consensuada de ambos PMs (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.

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 ambos casos la función de la UT será validar los datos horarios enviados por el o los PMs 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, y que 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.

**ASPECTOS REGULATORIOS**

Se detallan a continuación aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo enero-junio de 2016.

<b>Acuerdo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Referencia</b>	<b>Impacto para el Mercado Mayorista</b>
Junta Directiva UT 457	12/01/16	Solicitud inscripción de la sociedad ASESORÍA Y GESTIÓN TÉCNICA, S. A. DE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
583-E-2015	4/01/2016	Actualización registro anual de SIGET.	Cargo del sistema pagado por la demanda del 1 de diciembre de 2015 a 30 de noviembre 2016
590-E-2015	14/01/2016	Actualización del cargo por capacidad.	Cargo por capacidad utilizado para la determinación de los Balances de Capacidad Firme y la capacidad en el MRS vigente desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2016
16-E-2016	15/01/2016	Actualización del Valor del COSTAMM.	Cargo del sistema pagado por la demanda del 1 de enero de 2016 a 31 de diciembre 2016
17-E-2016	15/01/2016	Actualización del Valor del CUST.	Cargo del sistema pagado por la demanda del 1 de enero de 2016 a 31 de diciembre 2016
Junta Directiva UT 459	09/02/16	Solicitud inscripción de la sociedad DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR, S. A. DE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
JD 462	12/04/2016	Solicitud inscripción de la sociedad ENERGÍA DEL ISTMO, S. A. DE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
JD 463	26/04/2016	Solicitud inscripción de la sociedad MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S. A. DE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
108-E-2016	18/04/16, recibido el 22/06/16	Energía máxima asociada a contratos firmes regionales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprueba el documento "Matriz de respuestas a las observaciones recibidas en la consulta participativa sobre el procedimiento de autorización de las solicitudes de la energía máxima asociada a contratos firmes regionales".</li> <li>• Aprueba el "Procedimiento de autorización de las solicitudes de la energía máxima asociada a contratos firmes regionales".</li> </ul>

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
JD 464	17/05/16	Banco Liquidador del Mercado Mayorista	Junta Directiva aprueba adjudicar al <b>Banco de América Central, S.A.</b> , para brindar los productos y servicios empresariales de Administración del efectivo y los servicios de Banco Liquidador del Mercado Mayorista de Electricidad.
JD 465	31/05/16	Solicitud inscripción de la sociedad ANTARES ENERGÍA, SADE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
JD 467	28/06/2016	Solicitud inscripción de la sociedad Soluciones Energéticas Integradas, S. A. DE C. V.	Junta Directiva UT, aprueba la solicitud de inscripción, para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.

## CONFLICTOS Y SANCIONES

### Antecedentes:

El 25 de noviembre de 2015, POLIWATT, LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR, presentó escrito a SIGET solicitando el inicio de un proceso para solucionar un supuesto conflicto que dice tener con “La UT”, porque ésta:

*“...ha hecho y a la fecha continúa realizando cargos no autorizados a la entidad POLIWATT, LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR, al no reconocerle el descuento que le corresponde conforme a la potencia asignada por el Ente Operador Regional, bajo derechos firmes en base a Contratos regionales con Prioridad de Suministro, en compras hechas a distribuidoras en la república de El Salvador.”*

### Proceso resolutivo:

SIGET emitió el **ACUERDO No. 02-E-2016** el 5 de enero 2016; ordenando:

- a) Remitir a la UT. S.A. de C.V., copia del escrito presentado por POLIWATT, LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR;
- b) Proponer que las sociedades, de común acuerdo y dentro de los 5 días hábiles siguientes, elijan al perito y manifieste la UT, su compromiso de pagar el cincuenta por ciento (50%) de los costos directos de la contratación del mismo; para tales efectos se presenta la terna de peritos siguiente:
  - Ingeniero Jorge Alberto Zetino.
  - Ingeniero José Roberto Ramos López.
  - Ingeniero José Roberto Serrano Lemus.
- c) Notificar este acuerdo.

El 20 de enero de 2016, la UT remitió escrito a SIGET, pidiendo la **revocatoria del ACUERDO No. 02-E-2016**, por **contrario imperio** y se previniera a POLIWATT, S.A. de C.V. que conforme el ROBCP iniciara el procedimiento correspondiente.

El 15 de febrero 2016, SIGET notificó el **ACUERDO No. 53-E-2016**, en virtud del cual ACUERDA:

- a) Conceder audiencia por 5 días hábiles a POLIWATT, LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR, para que se pronuncie respecto de lo alegado por la UT;
- b) Remitir a la UT copia del escrito presentado por POLIWATT, LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR;
- c) Requerir a la Gerencia de Electricidad que rinda informe sobre lo expresado por POLIWATT y de ser necesario, proponga una solución en cuanto al cuestionamiento de la capacidad de los peritos propuestos a las partes.

El día 12 de abril 2016, SIGET notificó el **ACUERDO No. 92-E-2016**, en virtud del cual ACUERDA:

- a) Declarar no ha lugar lo alegado por la UT y debe estarse a lo resuelto en el Acuerdo No. 02-E-2016;
- b) Requerir a la sociedad POLIWATT, que fundamente de forma individualizada sus razones para considerar que cada uno de los peritos propuestos no posee conocimientos suficientes sobre el punto técnico en cuestión en un plazo de 5 días hábiles;
- c) Requerir a la UT que en 5 días cumpla con: a) manifieste su compromiso de pagar el cincuenta por ciento (50%) de los costos directos de la contratación del perito; b) se pronuncie respecto de la terna de peritos propuesta en el citado acuerdo.

El 15 de abril de 2016, el licenciado Carlos Arlindo Durán Ponce, representante legal de la UT interpuso **recurso de apelación** contra el Acuerdo No. 92-E-2016, concretamente las letras a) y c) de su parte resolutive, argumentando razones legales y técnicas.

**El 28 de abril de 2016**, SIGET notifica el **ACUERDO No. 111-E-2016**, en virtud del cual **ACUERDA**: Remitir a la Junta de Directores de la SIGET el escrito de apelación interpuesto por la Unidad de Transacciones contra el Acuerdo No. 92-E-2016.

**El 29 de abril de 2016**, SIGET notifica el **ACUERDO No. 113-E-2016**, en virtud del cual la Junta de Directores **ACUERDA**:

- a) Tener por recibidos el escrito de apelación y la abstención de la Superintendente;
- b) Integrar la Junta de Directores para conocer del recurso así: ingeniero Waldo Humberto Jiménez Rivas, licenciada Rebeca Atanacio de Basagoitia, ingeniero Alonso Valdemar Saravia Mendoza y licenciada Flor de María Carballo Montoya;
- c) Admitir la abstención de la ingeniera Blanca Noemí Coto Estrada;
- d) Convocar a audiencia oral a la UT, para las 16 horas del 4 de mayo de este año, pudiendo estar presentes los representantes de POLIWATT;
- e) Convocar a audiencia oral a POLIWATT para las 16:30 horas del 4 de mayo.

**El día 3 de mayo 2016**, SIGET notifica el **ACUERDO No. 114-E-2016**, en virtud del cual la Junta de Directores **ACUERDA**:

- a) Convocar a audiencia oral a la UT, para las 16 horas del 5 de mayo;
- b) Convocar a audiencia oral a POLIWATT, para las 16:20 horas del día cinco de mayo.

**El 5 de mayo**, la UT evacuó la audiencia oral, estando presentes los representantes de POLIWATT, quienes hicieron lo mismo a continuación.

**El 18 de mayo**, SIGET notifica el **ACUERDO No. 134-E-2016**, en virtud del cual la Junta de Directores **ACUERDA**:

- a) Admitir el recurso de apelación interpuesto por la UT;
- b) Conceder audiencia a la UT y POLIWATT por el plazo de 3 días hábiles.

**El 23 de mayo**, la UT evacuó la audiencia y pidió se declarara inadmisibles las solicitudes del 25 de noviembre de 2015 de POLIWATT y se revocarían los Acuerdos 02-E-2016 y 92-E-2016.

El 30 de mayo, SIGET notifica el **ACUERDO No. 142-E-2016**, en virtud del cual la Junta de Directores ACUERDA:

- a) Confirmar el Acuerdo No. 92-E-2016 pronunciado por la Señora Superintendente el 29 de marzo de este año.
- b) Remitir el expediente a la Superintendente para continuar con el trámite del Procedimiento de Resolución de Conflicto entre POLIWATT y la UT.

El día 02 de junio, la UT presentó un escrito a SIGET manifestándole que se compromete a cubrir el 50% de los costos del peritaje y que propone como Perito al Ingeniero José Roberto Serrano Lemus.

Con fecha 10 de junio de 2016, SIGET emitió el Acurdo No. 168-E-2016, que en su letra a) de la parte resolutive requiere a la Gerencia de Electricidad de esa Superintendencia que, en el plazo máximo de cinco días hábiles contados a partir de la recepción de este acuerdo, rinda un informe en el que se analice lo expresado por POLIWATT y la UT en relación a la terna pericial, y en razón de ello, recomiende el perito que se debe nombrar para dirimir el presente conflicto...” A la fecha no se tiene conocimiento si se ha o no emitido el referido informe de la Gerencia de Electricidad de esa Superintendencia.

Del Acuerdo No. 92-E-2016, declarando no ha lugar lo alegado por la UT, es que se apeló, por las razones siguientes:

- a) *Entre La UT y POLIWATT no existe conflicto, ya que POLIWATT nunca hizo observaciones o reclamos de los DTE que mensualmente le remitió La UT y en los cuales no estaba contemplado, lógicamente, “el descuento” que ahora reclama;*
- b) *Por acuerdos de la CRIE y de SIGET, “el descuento” no aplica a los CRPS. Los CRPS no son Contratos Firmes Regionales;*
- c) *POLIWAT no ha seguido el debido proceso ya que no ha agotado la vía administrativa, debiéndolo haber iniciado ante la Junta Directiva de La UT; y*

*d) Si las resoluciones que en el ejercicio de las facultades otorgadas en el artículo 84 LGE emita la SIGET, admiten el recurso de revisión como **último acto administrativo**. Es que la LGE considera la existencia de otra u otras instancias anteriores a SIGET, y ello está plasmado en el Anexo 02 del ROBCP.*

#### **Resumen de los argumentos técnicos expuestos por La UT.**

##### **Conforme la Resolución CRIE-P-26-2014.**

El tratamiento que se le daría a los **CRPS le fue informado previamente por la UT a todos los PMs**, por medio de una reunión conjunta de los Comités de Conciliación de Transacciones, de Planificación de la Operación y Operativo.

La diferencia entre los CRPS y CF fue confirmada por la misma SIGET, **por medio del Acuerdo 326-E-2015, el cual establece en el numeral 7.2 b)** del Procedimiento Aprobado de Autorización de la Energía Máxima asociada a los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (Anexo II).

Poliwatt presenta el tenor del numeral 2.1 de la Resolución CRIE-P-26-2014, como argumento para sostener **que los CRPS son Contratos Firmes**. **Esto no es correcto**, ya que el objetivo de ese numeral es instruir al EOR de **cual marco regulatorio debe aplicar** para viabilizar la implementación en los procesos operativos y comerciales del MER, ya que no existían reglas para trabajar los CRPS.

Con base a lo antes expuesto, queda claro que, según las disposiciones del Marco Legal vigente, **los CRPS no son Contratos Firmes Regionales**, por lo que la causal del conflicto sustentada por POLIWATT **no es procedente**, es decir, que los CRPS suscritos por éste no deben ser incluidos en los balances de capacidad realizados por la UT, ya que no cumplen con el requisito establecido en el numeral 6.9.1 del capítulo 6 del ROBCP.

Todo lo anterior, **tal y como ha sido regulado por la SIGET**, y puesto del conocimiento de todos los PMs Salvadoreños, en los Comités de Trabajo Nacionales.

**POLIWATT, en su escrito del 25 de noviembre de 2015, expone:**

*“Estos contratos CRPS deben ser tratados como Contratos Firmes y por lo tanto **la Unidad de Transacciones debe incluirlos dentro del cálculo y asignación de la Capacidad Firme...**”*

**SIGET en el Acuerdo 326-E-2015 dispone:**

*“...la administración operativa y comercial de los CRPS será conforme al tipo de contratos de inyección o retiro regional contenidos en el 11.3 del ROBCP, **los cuales por no ser firmes no pagan o reciben remuneración por capacidad firme, respectivamente; ...**”*

### **Resumen de los argumentos legales expuestos por La UT.**

El acuerdo 326-E-2015 de SIGET **es de obligatorio cumplimiento** y forma parte del Marco Legal que rige el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador. Si la solicitud de POLIWATT lo transgrede, **SIGET debió haberla declarado improponible. Art. 277 C.Pr.C.y.M.**

**¿Se ajustará al Principio de Legalidad el criterio de SIGET, expuesto en el párrafo 5° del considerando VIII del Acuerdo 92-E-2016?, que literalmente dice:**

*“...que si bien es cierto la sociedad denunciante, tiene la posibilidad de acudir a la UT para dirimir un conflicto, dicha vía no precisamente debe agotarse previo a solicitar el inicio del procedimiento estipulado en la Ley General de Electricidad...”*

### **ANEXO 02 Numeral 7 - ROBCP**

**7.7** El cual establece:

“En todo conflicto, si transcurrido el plazo concedido a la Junta Directiva para resolver, ésta no lo ha hecho o su resolución no es satisfactoria para alguna de las partes, cualquiera de ellas **podrá elevar el conflicto ante la SIGET, de conformidad con la Ley General de Electricidad.**”

Disposición que franquea al PM para que pueda acudir ante SIGET bajo los 2 supuestos mencionados.

- La Sala, en el proceso referencia **198-2006**, establece “La Admisibilidad de la demanda está condicionada al agotamiento de la vía administrativa previa; para que este

supuesto se cumpla **es necesario que el titular de la pretensión haya hecho uso de los recursos pertinentes en tiempo y forma.**

La Sala distingue que son 3 las formas por las que se puede entender satisfecho el agotamiento de la vía administrativa:

(ii) **Cuando el agotamiento tiene lugar** por haberse utilizado todos los recursos administrativos, en donde es necesario que el Tribunal examine, tantos los elementos facticos ofrecidos por la parte actora, como la normativa aplicable al caso concreto.

Igual criterio expresa la Sala en el Proceso referencia **310-2011**.

#### **Perjuicio del acto impugnado**

1. **Afectación al debido proceso**, por no haberse agotado la primera instancia de parte de la sociedad POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR, tal como lo establece el Marco Legal vigente y la Jurisprudencia citada.
2. **Afectación Económica: Indirecta** a UT en la medida que se desvía recurso humano para acudir a un proceso. Afectación Económica **directa** por el pago del 50% de los costos de contratación del perito, en un proceso que no está conforme a derecho.
3. **Se establece un antecedente perjudicial**, ya que los operadores acudirán directamente a la SIGET para dirimir los conflictos que surjan entre ellos, con la UT y con los usuarios finales. SIGET de hoy en adelante se atribuye esta responsabilidad.

### ANEXO

- Nota remitida por Gestamp Solar a la Unidad de Transacciones, caso medición de unidades generadoras fotovoltaicas.