

PERÍODO JULIO- DICIEMBRE 2014

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 julio a diciembre del año 2014, 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 del Transmisión y en la Administración del Mercado Mayorista.

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 2014.

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

1. ESTRUCTURAS DE COSTOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN:

ANTECEDENTES

El Anexo 04 – Precio de los Combustibles, en su numeral 4 “Estructura de Costos para los Combustibles”, establece que cada año los PM Generadores con recursos térmicos, los cogeneradores y/o auto-productores, deben presentar a la UT su estructura de costos para cada tipo de combustible que utilicen en la generación. Esto se establece en los numerales 4.3 al 4.5 del citado anexo.

El Acuerdo 83-E-2011 de fecha 03 de febrero de 2011, aprobó las estructuras de combustible para los generadores térmicos que tienen obligación de presentarlas de conformidad al Anexo 04 del ROBCP y, con base a la Reglamentación del Mercado, estas tendrían vigencia del 01 de agosto 2011 (inicio de la nueva reglamentación) al 31 de julio del año 2012.

Para el año 2012, en cumplimiento a la normativa del mercado, la UT remitió a la SIGET las nuevas estructuras, dentro de las cuales los PMs en coordinación con la UT realizaron ajustes a las fórmulas originalmente aprobadas. Con fecha 31 de julio de 2012, SIGET emite nota con referencia SIGET/GE-12-07-406, en la cual instruye a la UT, a seguir utilizando las estructuras aprobadas en el Acuerdo 83-E-2011, mientras se revisan y aprueban las nuevas estructuras de combustible.

Para el año 2013, la UT envía nuevamente los informes con las estructuras, en los plazos indicados en el ROBCP, y la SIGET no emite ninguna aprobación de las mismas.

Posteriormente la SIGET contrata una auditoría para la revisión de las estructuras de los combustibles, así como del desarrollo del Anexo 16 del ROBCP “CURVA DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS”, y al finalizar emite el Acuerdo 822-E-2013 del 29 de julio 2013, en el cual instruye nuevamente a la UT seguir utilizando las estructuras aprobadas en el acuerdo 83-E-2011.

Con fecha 26 de junio de 2014, la UT remitió las nuevas estructuras de combustible propuestas por los generadores para el período agosto de 2014 a julio de 2015, y nuevamente no existe aprobación de las mismas por parte de la SIGET.

A la fecha la SIGET solamente ha aprobado las estructuras iniciales, las cuales presentan problemas que se fueron ajustando en las diferentes propuestas en los años 2012, 2013 y 2014.

La UT en cada envío de estructuras de combustible a SIGET, ha participado en la revisión de las mismas, teniendo reuniones con los PMs para discutir los cambios propuestos en el sentido de buscar mecanismos que reflejen de forma real los costos de combustible que afectarán el costo variable de los generadores. Incluso ha sido convocada por SIGET para audiencias al respecto, donde se ha expresado que las estructuras presentadas por los PMs han sido revisadas y no se tienen inconvenientes en su aplicación.

Con base al Acuerdo 83-E-2011, se establecieron dos modalidades para determinar el precio del combustible puesto en planta:

- 1- Modalidad con base al promedio simple de la referencia internacional aprobada por la SIGET. Todas las estructuras actualmente aprobadas bajo esta modalidad contemplan el promedio de las últimas 5 publicaciones.

- 2- Modalidad en función del volumen del inventario de combustible.

INCONVENIENTE DETECTADO PARA LA MODALIDAD 1: PROMEDIO SIMPLE DE PUBLICACIONES PLATTS.

Se observó que el precio FOB era diferente entre generadores con esta modalidad, por efectos de la conversión de barriles a galones. Adicionalmente a ello, las estructuras aprobadas eran muy rígidas ya que establecían compras a un solo proveedor de combustible y costos de internación con base a un contrato.

Sobre este último punto, se presentó el problema que el proveedor no cumplió con la especificación del combustible requerida para los equipos, por lo que los Generadores se vieron en la necesidad de comprar a otros proveedores, con costos de internación diferentes.

ACCIÓN TOMADA PARA LA MODALIDAD 1

Debido a que las estructuras aprobadas por SIGET en el Acuerdo 83-E-2011, establecían compras a proveedores únicos y costos de internación con base a ese único proveedor, y ya que no se estaban adicionando a las estructuras rubros de costo no aprobados por SIGET sino que solo se habían agregado nuevos proveedores, la UT para reflejar el costo del combustible puesto en planta, estuvo de acuerdo en que el PM Generador realizara un ponderado que reflejara un costo de internación con base al volumen comprado a cada proveedor y, solicitó al PM Generador los respaldos de facturas para validar el costo de internación reflejado. Esto fue analizado por la auditoría realizada por el Ing. Mauricio Castro Kreutz, a solicitud de la SIGET, sin que hubiera reparo alguno.

Esta situación ya se hizo común entre algunos de los PMs Generadores bajo esta modalidad, por lo que es necesario normar esta práctica mediante las estructuras de costos de combustible.

Respecto de los problemas por aproximación de decimales, este persiste a la fecha.

INCONVENIENTE DETECTADO PARA LA MODALIDAD 2: PRECIO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN DEL INVENTARIO.

Bajo esta modalidad, y según las estructuras de combustibles aprobadas por SIGET, se presentan los siguientes inconvenientes:

1. De los cinco generadores que actualmente están bajo esta modalidad, solamente dos tienen contemplado un término de ajustes en su fórmula. Sin embargo, este ajuste solamente se puede dar por diferencial de precios. Para los otros tres generadores, la fórmula aprobada no les permite realizar ajustes de ningún tipo y, el principal inconveniente se da por diferencias de volumen, sean por efecto de temperatura o por errores de digitación en los valores declarados, situación que es común en todos los generadores y que resulta en un ajuste válido a aplicar.
2. Algunos generadores, bajo esta modalidad, realizan ajustes por pérdidas contables en sus sistemas de contabilidad. Estos ajustes son contemplados en las Normas Internacionales de Contabilidad, y avalados por sus auditores fiscales. Al no tener sus estructuras de costos de combustible estos ajustes, su aceptación se vuelve engorrosa, ya que es requerida autorización específica por parte de la SIGET, la cual no es presentada en forma inmediata. Esta situación puede ocasionar conflictos en las validaciones semanales por diferencias entre los registros contables de los generadores y los costos que están siendo declarados a la UT.
3. Con base a la regla 7.3.3.10 del Anexo 06 "Transacciones del Mercado", la cual establece que deben presentar la documentación de respaldo para validar los valores declarados, los PMs Generadores argumentan que es difícil obtener los comprobantes ya que dependen de sus departamentos contables. Estos documentos son presentados pero con mucho retraso, detectándose en ocasiones problemas en los valores declarados.

4. En las fórmulas aprobadas se detectó que cuando el consumo es mayor que el inventario inicial, esto distorsiona el precio reportado, obteniéndose un resultado inconsistente.

ACCIÓN TOMADA POR LA UT PARA LA MODALIDAD 2

Cuando se detectan problemas al contrastar los comprobantes, con los valores declarados, se permiten ajustes tanto por diferencial de precios como por volumen. Esto se ha aplicado a todos los PMs Generadores, en el entendido que estos cambios son tendientes a reflejar los costos reales de combustible.

Debido a que en algunos casos los PMs Generadores aún no cuentan con los comprobantes fiscales (facturas), se les solicita que envíen las Notas de Remisión para poder verificar la fecha de entrega del combustible y el volumen ingresado. De esta forma se verifica cuando presentan la factura, que corresponda a la nota de remisión y la fecha de la factura, para poder verificar el precio de referencia aprobado.

Cuando son ajustes por volumen, se les permite que modifiquen el inventario reportado pero que refleje el valor de diferencia, de tal forma que se pueda llevar el detalle de los ajustes por volumen. Adicionalmente, a los PMs Generadores que no tienen ajuste por diferencial de precio, se les permite hacerlo, por ejemplo ante errores de digitación o errores en las facturas de sus proveedores. Estos ajustes también son realizados en el sentido de reflejar el costo real de combustible.

Todos los ajustes que actualmente están siendo aceptados por la UT bajo esta modalidad están amparados en la regla 4.10.1 del Anexo 04 “Precio de los Combustibles”, que establece:

“4.10.1. El precio FOB resultante debe reflejar el costo promedio del inventario de combustible existente valorizado a precios de la referencia internacional”.

La UT discutió con cada PM Generador los aspectos que afectaban la aplicación de sus estructuras y el PM los plasmó en la propuesta de fórmulas enviadas a SIGET, a lo largo de los últimos años.

RECOMENDACIÓN

Dado que es la UT quien lleva la operatividad de las fórmulas de costeo de combustible, y considerando que es necesaria una mayor agilidad en la aprobación de modificaciones a las mismas para lograr incorporar ajustes necesarios para reflejar el costo real de los combustibles; así como también considerando que las estructuras no han sido actualizadas por la SIGET en los períodos 2012 - 2013, 2013 – 2014 y 2014 – 2015; solicitamos **se analice un cambio regulatorio en el sentido que sea la UT quien realice la revisión y aprobación de las estructuras de precios de los combustibles.**

También, para cualquiera de las dos modalidades antes descritas, debe darse apertura para que sea la UT quien acepte componentes de costos diferentes, siempre y cuando estos hagan que se reflejen los reales costos de combustible de los generadores, y sean debidamente justificados y respaldados por los PMs generadores. Esto, al aplicarse, debe ser informado de forma inmediata a la SIGET.

Esta modalidad propuesta es la que se aplica para la aprobación de las Curvas de Consumo de Calor (A16) y los Costos Variables No Combustibles (A17), que junto al Costo de Combustible, son los datos requeridos por el ROBCP para calcular los Costos Variables de los Generadores con los que participan en el Mercado.

Solicitamos también que se especifique la obligatoriedad para todos los PMs de presentar toda la documentación que sea requerida por la UT, y que a criterio de ésta sea necesaria para respaldar los valores declarados semanalmente, tanto para el FOB como para la internación.

Finalmente, consideramos que aunque se realicen modificaciones reglamentarias tendientes a que sea la UT quien apruebe las estructuras de costos de combustible, no

debe de eliminarse la función de vigilancia del Mercado que hasta ahora ha realizado la SIGET, en el sentido que debe continuar revisando; de forma periódica y ágil, toda la información relacionada que la UT pone a disposición del Regulador por medio de su sitio WEB.

2. PERÍODO DE VALIDEZ DE LOS RESULTADOS DE LAS AUDITORÍAS CONTEMPLADAS EN LOS ANEXOS 16 Y 17 DEL ROBCP:

ANTECEDENTES

Ante el cumplimiento de los periodos de validez definidos en el ROBCP para las Curvas de Consumo de Calor, Costos Variables No combustible (CVNC) y Costos Variables de Arranque y Detención (CAyD) de los equipos de generación, fue necesaria llevar a cabo para todos los PM's generadores activos, la ejecución de la segunda ronda de auditorías relacionadas con los anexos 16 y 17 del ROBCP.

INCONVENIENTES DETECTADOS

No está explícitamente regulado lo que debe de hacerse cuando han pasado los dos años de vigencia de las auditorías de los PM's generadores, y aún no han sido aprobados los valores de la siguiente auditoría. Esta situación puede darse tanto por retrasos justificados como injustificados. Los retrasos justificados pueden consistir, por ejemplo, en que los resultados de los ensayos del Anexo 16 para motores de un mismo grupo presentan desviaciones que se salen del rango permitido, haciendo que sea necesaria una nueva ronda de pruebas a motores adicionales, junto con toda la coordinación que esto implica. Los retrasos injustificados van desde la no contratación de los auditores con la debida anticipación, retrasos en la entrega de los informes preliminares y finales, retrasos del auditor para responder a las observaciones realizadas por la UT, entre otras. Se ha detectado que si esto no se regula en forma apropiada, podría dar paso a problemas de interpretación, pudiéndose llegar incluso a un manejo a discreción de los periodos de validez de las auditorias por parte de algunos PM's, favoreciendo a aquellos

que eventualmente amplíen en forma injustificada los períodos de trabajo de sus auditorías, por ejemplo ante los atrasos comentados anteriormente.

Las reglas que presentan ambigüedades son las contenidas en el numeral 2.2 del Anexo 16 y 3.1 del Anexo 17, pues no se aclara si los dos años de vigencia para la correspondiente auditoría comienzan a contar desde la última aprobación, aun cuando esta haya tomado más de dos años respecto de la anterior. Además debe definirse qué hacer con los valores a utilizar en los procesos de planificación de la operación y de conciliación de transacciones en caso de que los plazos se excedan.

ACCIÓN TOMADA

En los casos en que se han tenido retrasos en los tiempos de entrega de los informes, la UT ha tenido una comunicación activa con los auditores y PM's haciéndoles ver el incumplimiento en los plazos establecidos en el ROBCP. Dado que no está especificado en la reglamentación, aun cuando los plazos han sido vencidos, la UT ha mantenido como válidos los valores de la auditoría anterior, y los ha seguido indexando, hasta la aprobación de los nuevos resultados de las auditorías.

Previo al desarrollo de la siguiente ronda de auditorías, hacemos la consulta a la SIGET para que ésta, en su papel de Regulador, defina claramente el período de vigencia de las auditorías de los Anexos 16 y 17 del ROBCP, así como las acciones que debe de tomar la UT con algún PM generador, en caso no le hayan sido aprobados los informes de auditoría en estos plazos.

RECOMENDACIÓN

Debido al riesgo que existe de una posible pérdida de control de los periodos de validez de los informes de auditorías definidos en los anexos 16 y 17, se solicita que sea revisada la normativa relacionada de manera tal que se analice la conveniencia de normalizar inequívocamente los plazos de validez de los informes, ante retrasos injustificados por parte de los PMs generadores o sus auditores.

Lo anterior permitirá mantener un mejor control por parte de la UT y el Regulador de la correcta aplicación de la norma regulatoria.

3. PRUEBAS DE ARRANQUE PARA MEDIR EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL PROCESO DE ARRANQUE Y DETENCIÓN, CONTEMPLADAS EN EL ANEXO 16 DEL ROBCP:

ANTECEDENTES

Se ha detectado que algunos generadores que operan en la red de distribución, de forma paralela a procesos industriales, presentan particularidades entre la operación normal de arranque y la condición bajo la cual se realizan las pruebas. Lo anterior está relacionado con sistemas de generación que utilizan Bunker y requieren que este sea precalentado. En operación normal estos equipos utilizan vapor residual de los procesos industriales para precalentar el combustible. Sin embargo, según declaraciones de los involucrados, ante la falta del suministro de vapor, la planta arranca sus unidades con combustible Diesel y calienta el Bunker con los gases de escape. Ante la incertidumbre en la continuidad del suministro de vapor al momento de realizar la prueba de consumo de arranque y detención del Anexo 16, y debido a que este Anexo norma que la prueba de arranque y detención se realice solamente con una unidad, proceden a arrancar uno de sus generadores utilizando Diesel como combustible, con el objetivo de lograr el precalentamiento del Bunker por medio de los gases de escape del generador arrancado. El tiempo para obtener la temperatura adecuada para utilizar el Bunker bajo esta modalidad resulta ser muy elevado consumiéndose así una gran cantidad de combustible que no es representativa de la operación normal de la tecnología del generador. Se consultó con la fábrica vecina dedicada a los mismos procesos industriales, así como con el PM Generador, sobre la existencia de acuerdos comerciales sobre la provisión de vapor o medidores de flujo del mismo, y estos son inexistentes. A la fecha no se tiene noticia que el acuerdo de suministro de vapor haya cesado.

Esta situación ocurrió con el Generador Borealis, pero eventualmente puede presentarse con cualquier generador térmico que tenga una planta textil vecina.

ACCIÓN TOMADA

Se realizaron las observaciones y correcciones respectivas durante la ejecución de la auditoría y durante el proceso de revisión de los informes preliminares. Como producto de estas validaciones el auditor realizó una equivalencia energética, verificando que el total de combustible utilizado en el proceso de arranque con un solo generador, fuera equivalente al combustible utilizado normalmente en un proceso de arranque sin suministro de vapor, que involucra por lo menos cuatro unidades de acuerdo a lo dicho por funcionarios de Borealis. Bajo esta premisa el auditor determinó el valor que según su experiencia era más representativo del volumen de combustible consumido por cada motor, durante el arranque sin suministro de vapor. Todo lo relacionado a este caso fue previamente remitido a la SIGET, en la entrega de los informes de auditoría respectivos.

RECOMENDACIÓN

Ante las observaciones y diferencias encontradas entre la operación real de este tipo de plantas y el procedimiento definido en el anexo 16, se solicita que sea revisada la normativa relacionada de manera tal que se analice la conveniencia de normar el procedimiento para la condición de operación reportada. Una posibilidad es la de definir la condición de tener el Bunker precalentado como condición de inicio de la prueba y trasladar los costos de precalentamiento de Bunker a los CVNC que audita el anexo 17. Para el caso mencionado, la planta generadora no posee ningún equipo que le permita calentar el Bunker, y se nos informó verbalmente que el mismo sería obtenido para evitar futuros cuestionamientos de la UT durante el desarrollo de posteriores pruebas.

Normar esto permitirá mantener un mejor control por parte de la UT y el Regulador de la correcta aplicación de la norma regulatoria.

4- AUDITORÍA DEL ANEXO 17 PARA GENERADORES GEOTÉRMICOS, E IGUALDAD DE CONDICIONES CON GENERADORES RENOVABLES NO CONVENCIONALES, INCLUIDOS LOS INGENIOS:

ANTECEDENTES

Como resultado de las auditorías del anexo 17 se identifica un trato diferenciado en la aplicación de dicho Anexo entre los recursos de generación renovables de los PM's bajo esta categoría, y la generación suministrada por Generadores que utilizan recurso Geotérmico.

La diferencia radica en la opción que tienen los PM's que generan con recursos renovables de decidir si declaran o no, sus CVNC y CAyD en cero, evitándose con esto pasar por los procesos de auditoría del anexo 17. Esta opción tiene su base en que estos generadores son típicamente “infra-marginales”, al tener Costo Variable Combustible igual a cero, por lo que los valores obtenidos para el CVNC y CAyD no tienen prácticamente ningún uso. La alternativa de no realizar estas auditorías fue definida inicialmente para los Ingenios, quienes en efecto hacen uso de esta opción, incluyéndose posteriormente a los Generadores Renovables No Convencionales, pero se ha dejado fuera a los Generadores que utilizan Recursos Geotérmico, actualmente LAGEO, aun cuando estos también tienen un Costo Variable Combustible igual a cero; lo cual está reconocido en el numeral 2.3 del Anexo 16.

ACCIÓN TOMADA

Tal como se establece actualmente en la normativa, a LAGEO se le ha solicitado la contratación de auditores, para la elaboración de los informes de Auditoría para la determinación de CVNC y CAyD, contemplados en el Anexo 17 del ROBCP.

RECOMENDACIÓN

Ante la diferenciación que existe en el anexo 17, entre la aplicación o no de este procedimiento para los diferentes recursos renovables que existen en el país, se solicita

que sea revisada la normativa relacionada de manera tal que se analice la conveniencia de normar el procedimiento para lograr un trato igualitario para todos los recursos renovables, incluyendo el geotérmico, ya que esto no repercute en los costos operativos del mercado, en el sentido que todos estos tengan la posibilidad de declarar un CVNC igual a cero. De manera similar a las actuales exclusiones, en caso que el Generador lo desee, lo requiera la UT o lo requiera la SIGET, las auditorías deberán de realizarse.

5- OPERACIÓN EN CALIDAD DE PRUEBA DE GENERADORES:

ANTECEDENTES

Al hacer una evaluación desde la entrada del ROBCP hasta la fecha, se identifican vacíos regulatorios en cuanto a la interpretación del significado de energía en Calidad de Prueba, a la que se hace referencia en el literal d) del numeral 3.1.14 del Anexo 9 del ROBCP, el cual establece que:

“Se considerarán las unidades generadoras o GGP bajo prueba de generación con un costo variable igual a cero”.

Según esta regla, el precio de remuneración de la energía en calidad de prueba deberá ser de acuerdo al Costo Marginal del Sistema en las horas en que la prueba se ejecute. Sin embargo, bajo esta condición de energía de prueba, se han presentado escenarios que tienen algunos inconvenientes para aplicar la regulación.

INCONVENIENTES DETECTADOS

El principal inconveniente detectado en esta regla es que, a excepción de una serie de pruebas reglamentadas como es la prueba de potencia máxima neta, el ROBCP no brinda criterios para determinar las situaciones en las que la generación, a solicitud del PM generador, puede ser considerada como “Generación bajo prueba”.

El ROBCP tampoco brinda criterios bajo los cuales pueden aprobarse, o no, las solicitudes de prueba que son remitidas a la UT a iniciativa de los generadores.

Otro de los casos detectados es, por ejemplo, cuando un Generador Térmico solicita mantenerse en línea aun cuando por su Costo Variable deba ser apagado, con el objetivo de mantener precalentado su combustible (Bunker), y de esa manera estar listo para entrar a operar cuando sea requerido en tiempo real, en los menores tiempos posibles, generalmente debido a problemas en sus calderas utilizadas con este fin. Claramente las acciones tomadas por estos PMs Generadores son válidas, ya que nacen de restricciones o características propias de la planta, y su ejecución aporta positivamente a la Calidad y Seguridad del Sistema, en la medida que estas acciones disminuyen los tiempos en que estarán disponibles para el Sistema.

Otras solicitudes de generación, fuera de orden de mérito, que se han recibido y que no se encuentran contempladas como pruebas en el ROBCP son las pruebas de presiones pico, pruebas de quema de combustible recuperado, medición de gases de combustión, vibraciones, entre otros.

ACCIÓN TOMADA

Programar la generación bajo prueba, adoptando por consiguiente un Costo Variable igual a cero durante la duración solicitada por el PM, en la medida que las solicitudes sean consideradas razonables.

RECOMENDACIÓN

Para el caso particular de la generación solicitada por los PMs Generadores para precalentamiento de Bunker, la UT considera que es una práctica que beneficia al mercado y facilita la operación en tiempo real. Sin embargo al no ser estrictamente una prueba, se solicita que sea revisada la normativa relacionada de manera tal que se analice la conveniencia de normar el tema de operación bajo prueba para precalentamiento de combustible.

En general, como resultaría difícil definir en el ROBCP todas las situaciones que pudieran presentarse en las que los PMs Generadores necesiten operar fuera de orden de mérito,

sea por restricciones propias o por pruebas no contempladas en el ROBCP, se recomienda que la SIGET analice la conveniencia de que la condición de Costo Variable igual a cero no sea estrictamente para generaciones bajo prueba, sino que para generaciones solicitadas por los generadores, que estén fuera del orden económico establecido en el predespacho, y que no atente contra los criterios de calidad y seguridad del Sistema.

6- MANEJO DE EMBALSES HIDROELÉCTRICOS ANTE INCREMENTOS DE NIVEL:

ANTECEDENTES

En lo referente al manejo de los niveles elevados en los embalses en la época lluviosa, el ROBCP permite al propietario de la central hidroeléctrica solicitar incremento de generación ante previsión de vertimientos. Bajo esta condición, el ROBCP establece que se le dará prioridad a la generación de esta central hidroeléctrica, tanto en tiempo real como en las respectivas reprogramaciones. En el pasado invierno se detectó que en algunas ocasiones, durante la operación en tiempo real, CEL solicitó incrementar su generación bajo el causal de “control de nivel” del respectivo embalse, aun cuando el vertimiento no era evidente en el corto plazo. Estas modificaciones solicitadas al despacho de centrales hidroeléctricas específicas en ningún momento incrementaron el valor del costo marginal de operación o atentaron contra los criterios de calidad y seguridad del sistema, sino que todo lo contrario, por lo que se pueden considerar como un beneficio para la demanda.

ACCIÓN TOMADA

Aún y cuando el vertimiento no era evidente en el corto plazo, y bajo el entendido que el “control de nivel” tiene como objetivo último la previsión del vertimiento, la UT procedió a programar los cambios de generación bajo los términos solicitados por CEL, asignándole un Costo Variable igual a cero. Debido a la estrecha relación institucional entre CEL, el SNET, y los sistemas de alerta temprana del MARN, los cambios de

generación perseguían adelantarse a proyecciones climáticas que en algunas ocasiones no se presentaron con la severidad pronosticada.

RECOMENDACIÓN

La UT considera que los cambios de generación hidroeléctrica a precio cero bajo la condición de manejo de embalses **solicitados por CEL** benefician directamente a la demanda, a la vez que son utilizadas por CEL como una previsión de riesgo ante eventos climáticos pronosticados; y se justifican sin la necesidad de poner como condición que los embalses deben haber alcanzado su nivel máximo de almacenamiento.

Sin embargo, y para evitar diferencias de interpretación de esta regla, se solicita que sea revisada la normativa relacionada de manera tal que se analice la conveniencia de incluir la flexibilización de generación hidroeléctrica durante la época lluviosa, dentro del punto presentado anteriormente. Dicho de otra manera, toda solicitud de generación adicional a la programada en el Predespacho, o a la solicitada por orden de mérito en tiempo real, deberá ser valorada a un Costo Variable igual a cero, siempre que la UT no tenga objeciones a dichos cambios.

7- MARGINACIÓN DEL RECURSO HIDROELÉCTRICO:

ANTECEDENTES

Según el numeral 5.1 del capítulo 9 del ROBCP, el valor del agua se define como:

“El costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse, en relación con la alternativa de uso de las unidades térmicas”.

En esa misma sección del Reglamento se listan una serie de consideraciones sobre el Valor del Agua, las herramientas utilizadas para su cálculo, su interpretación y su aplicabilidad en el Sistema Hidrotérmico Salvadoreño.

De acuerdo a estas consideraciones, para la determinación del valor del agua se utiliza el mismo modelo con el cual se efectúa la programación anual y debe ser calculado, según el numeral 9.5.5,

“... a centrales con un embalse cuyo volumen útil propio más el volumen de los embalses aguas arriba le permite generar a la central, por lo menos siete días a plena capacidad”.

Tal como lo establece el ROBCP en sus numerales 7.2.1 y 8.2.2, la Programación Anual abarca un horizonte de 52 semanas y dos años adicionales son considerados en la simulación. El modelo es estocástico y captura la aleatoriedad del recurso hídrico esperada para los próximos tres años, según requerimiento del literal e) del 8.6.4 del ROBCP. Para la elaboración de esta programación se realizan proyecciones de demanda de energía, intercambios regionales con el MER, disponibilidad de generación y se modelan restricciones de seguridad y operativas de mediano plazo, que si son activadas impactan la función de costo futuro, afectando el valor del agua de los embalses.

Los valores del agua obtenidos son utilizados para coordinar los modelos de corto y mediano plazo entre sí; y, para despachar óptimamente la generación hidroeléctrica disponible a manera de obtener una operación del sistema hidrotérmico con mínimo costo actual y futuro.

INCONVENIENTES DETECTADOS.

Se ha observado que por su volumen de almacenamiento y sin considerar los embalses aguas arriba, las plantas 15SE y 5NOV solo pueden operar a plena carga de generación 3 y 1.6 días respectivamente, de manera que a lo largo de las 52 semanas del horizonte de estudio, estos embalses presentan continuos vaciados y llenados. Esta situación provoca que el cálculo de la Función de Costo Futuro para estos embalses, obtenida con el SDDP en etapas semanales, genere distorsiones por los continuos vaciados y llenados estimados en los modelos.

Actualmente y en cumplimiento a los numerales 9.5.5 y 9.8.4 del ROBCP, se determina la Función de Costo Futuro tanto a las centrales de almacenamiento anual, como a aquellas con capacidad de regulación semanal. Sin embargo, al provenir de un estudio de mediano plazo, el valor del agua de estas centrales se ve afectado por condiciones de mediano plazo que nada debieran de impactar en el ciclo de llenado y vaciado semanal de dichos embalses. Por ejemplo, pudieran activarse restricciones por una condición que se espera se produzca dentro de 35 semanas y esto elevar los valores marginales del agua de la próxima semana. Es evidente que guardar agua en dichos embalses en el futuro próximo no contribuirá a paliar la situación esperada varios ciclos de llenado-vaciado después. Debe notarse que en la operación real, por restricciones físicas del mismo embalse no es posible ante un valor del agua elevado, almacenar el recurso para un futuro. El hecho que las señales de largo plazo no vayan de la mano con la administración semanal de los embalses 5nov y 15se, puede derivar en una frecuente compensación por eficiencia, sobre todo los fines de semana o días festivos, en los que se evidencia una baja demanda y se requiere poco recurso térmico.

Puede observarse que el valor del agua calculado para centrales con capacidad de almacenamiento menor a una semana, puede provocar Costos de Oportunidad del recurso hidroeléctrico de toda la cadena hídrica no representativos, repercutiendo en los CMO que se fijan en el MRS, así como en las compensaciones por eficiencia que reciben estas unidades cuando su Costo Variable (Costo de Oportunidad del Agua) es mayor que el Costo Marginal.

Dado que el objetivo de disponer de los valores económicos del agua es ser el enlace entre el mediano y corto plazo; para que en la optimización del recurso hidroeléctrico en el corto plazo se tome en cuenta el manejo anual del mismo, estos valores del agua no deberían dar señales económicas al mercado, sino señales del punto de la curva de llenado-vaciado en la que se encuentran, por ejemplo, un valor del agua elevado puede indicar una época del ciclo hídrico en que se está vaciando el embalse cerca del final del verano, dato que debe ser considerado en la programación de corto plazo como señal

de un uso restringido de los embalses, pero no debe ser un indicador económico de precio del mercado, ya que éste resulta del costo variable de los generadores térmicos que se tengan que utilizar por la restricción del recurso hídrico.

Por otro lado, al ser el Valor Económico del Agua un resultado del modelo matemático de optimización, a diferencia del resto de generadores en donde el Costo Variable es un dato de entrada, se está ante un valor que no puede ser reproducido y en algunas ocasiones tampoco puede ser controlado. Incluso, cambios en las versiones de los modelos SDDP y NCP pueden generar Valores del Agua diferentes. Por ejemplo, ante el cambio en el NCP de la versión 5.12 a la 5.13, y luego de consultar sobre el tema, PSR responde:

*“...pero **no es posible garantizar que los valores dejen de cambiar entre las versiones del modelo, pues nuevos desarrollos y correcciones son efectuadas, sea en el SDDP u el NCP, y por esa razón cambios son naturales**”.*

Estas aseveraciones del proveedor del modelo matemático dejan claro que el mismo puede dar como resultado un valor económico que puede no ser representativo en un orden de mérito de las plantas (incluidas las térmicas).

El tema de la marginación del recurso hidroeléctrico ha sido tratado en otros países de la Región. Por ejemplo en Panamá, donde a partir del 1 de junio de 2013 el recurso hidroeléctrico ha dejado de marcar precio en el Mercado Mayorista, mientras que en Perú se permite que fijen precio sólo aquellas centrales con capacidad de almacenamiento estacional, para las que el estudio de MP si arroja resultados más significativos.

ACCIÓN TOMADA

En cumplimiento con la normativa actualmente aprobada, se realizan los despachos de corto plazo utilizando la Función de Costo Futuro (FCF) resultante del Mediano Plazo,

considerándose también las restricciones físicas y de economía de operación dentro de la semana o dentro del día.

El resultado de los valores del agua se toma como el costo de oportunidad de las unidades hidroeléctricas, en concordancia con el numeral 3.1.2 del Anexo 9 del ROBCP, y se utilizan para los procesos de fijación de precio en el pos-despacho, conciliación y facturación de transacciones, incluyendo las compensaciones por eficiencia que resulten siempre que el Costo de Oportunidad Hidroeléctrico esté por encima del CMO.

RECOMENDACIÓN

Analizar la normativa nacional, y analizar las modificaciones que se impulsaron en la Reglamentación del Mercado Eléctrico de Panamá, tendientes a evitar la marginación del recurso hidroeléctrico, con la visión del despacho de un bien estratégico en función de la seguridad operativa nacional con una remuneración de su energía horaria inyectada al precio del CMO.

En caso que esto sea considerado por el Regulador, deberá establecerse una salvedad para que los procedimientos utilizados por la UT en **los despachos de mediano y corto plazo sean realizados en la misma forma que ahora se realizan**, con la diferencia que las centrales hidroeléctricas no marginarían o no serían compensadas por eficiencia cuando sus Costos Variables estén por encima del CMO.

8- INACTIVIDAD DE PM GENERADOR-AUTOPRODUCTOR:

ANTECEDENTES

A partir del mes de julio del año 2012, Holcim El Salvador, S.A. de C.V. manifestó detener las inyecciones de sus excedentes al Mercado Mayorista y dejar de participar como auto-productor en el mismo, de forma temporal. A la fecha esta situación de inactividad tiene un aproximado de 30 meses.

En cumplimiento a lo dispuesto en la normativa del mercado, la UT, durante el mes de marzo del 2014, solicitó a dicho PM que realizara las auditorías que establecen los Anexos 16 y 17 del ROBCP, por vencimiento de las realizadas durante el año 2012. Sobre este punto, el PM manifestó, en nota enviada a la UT y recibida el 18 de marzo 2014, que no revalidaría las auditorías, debido a que estaban evaluando cambiar su categoría de Auto-productor a Generador en Red de Distribución, por lo que harían las auditorías cuando ya tuvieran definido el cambio.

Con fecha 22 de septiembre 2014, se recibió carta del PM informando que por decisiones de la Administración Superior, el proyecto de cambio de categoría, quedaba suspendido y, que adicionalmente seguiría sin inyectar la energía de sus excedentes al Mercado Mayorista. Se anexan a este informe las cartas mencionadas.

A la fecha dicho participante solamente se encuentra retirando energía en el MRS.

INCONVENIENTES DETECTADOS

La Normativa del Mercado, no establece lineamientos de cómo proceder en casos de inactividad prolongada de Generadores-Auto productores, como el caso de Holcim El Salvador S.A. de C.V.

De acuerdo a la normativa, los Auto-productores generan energía para su propio consumo y eventualmente, si tienen excedentes de energía y potencia, los pueden transar en el Mercado Mayorista. La obligación que cada PM tiene con base a la Reglamentación es presentar sus declaraciones para efectos de la programación de la operación, misma que ha sido cumplida por el PM, a la fecha.

Sin embargo, esta información no es representativa para el mercado. La falta de excedentes puestos a disposición del Mercado Mayorista, factible para el caso de los Auto-productores, ha llevado a que dicho PM tenga costos que ya no están vigentes, así como una Curva de Consumo de Calor y Costos Variables No Combustibles y de Arranque y Detención vencidos, por lo que su costo variable no es representativo y,

podría llevar a conclusiones erróneas por estar contando con un parque generador del mercado mayorista con mayor disponibilidad de la que realmente existe.

ACCIÓN TOMADA

En cumplimiento a la Reglamentación vigente, la UT valida cada jueves el precio de combustible que Holcim reporta, adicionalmente, cada mes indexa los costos variables no combustibles y los confirma con Holcim, diariamente verifica que hagan las declaraciones de sus excedentes y sus retiros y al mes verifica que declaren la variación de inventario de combustible.

Todo lo anterior es realizado, a pesar de la actual condición de Holcim, debido a que son los pasos requeridos en el ROBCP, no especificándose en dicho cuerpo reglamentario acciones diferentes para generadores inactivos.

Adicionalmente, se le enviaron cartas para solicitar las auditorías y anualmente se le solicita la estructura de costos combustibles; en los plazos establecidos en el ROBCP.

Finalmente, a Holcim se le ha informado que, de volver a operar como inyector de energía, independientemente de la categoría que tome como generador (Auto-productores o generador en distribución), deberá presentar para aprobación las auditorías que norman los Anexos 16 y 17. No podrán darse inyecciones comerciales, sino hasta que los informes de auditorías correspondientes a estos Anexos, entre otros requisitos, hayan sido cumplidos.

Lo anterior se le ha aclarado al PM ya que por cumplimiento a la normativa, aunque tenga costos indexados mes a mes, estos no son representativos porque corresponden a valores vencidos.

RECOMENDACIÓN

La UT considera necesario que se establezca en la reglamentación el proceder ante situaciones de inactividad como la expuesta. Sobre todo porque se está generando información que no es útil, y eventualmente puede generar controversia o

interpretaciones erróneas si el PM decidiera volver a inyectar energía al sistema, en el sentido que se le están indexando mensualmente los costos y se le validan precios del combustible semanalmente, y que no tienen ninguna injerencia en el Mercado Mayorista. Sumado a que la información que se está generando para dicho PM no es útil para tomarla en cuenta en los análisis que requieran información del mercado, y que no aporta valor en cuanto a la capacidad del parque generador del Mercado Mayorista.

En nuestra opinión, y por todo lo explicado, lo procedente es dejar de calcular los CVNC indexados mensualmente para este generador, así como dejar de validar semanalmente los costos combustibles, para que estos ya no figuren en las diferentes programaciones.

Estas actividades deberán retomarse cuando el Generador decida bajo que figura inyectará energía al sistema, si como Auto-productor o como Generador en Distribución, y además cumpla con los restantes requisitos, algunos de los cuales fueron mencionados previamente.

ASPECTOS REGULATORIOS

Se detallan a continuación aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo julio - diciembre de 2014.

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Junta Directiva No. 424	15/07/14	Solicitud inscripción de la sociedad COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DEL ESTE, S.A. DE C.V.	Junta Directiva UT, aprueba su inscripción para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
Junta Directiva No. 425	29/07/14	Incumplimiento de pago en la liquidación del mes de junio.	<p>El 21 de julio no fue posible realizar la liquidación, debido a que por una situación de embargo mercantil; a Generadora Eléctrica Central; S.A. de C.V. (GECSA) le fueron congelados fondos de su cuenta liquidadora por un monto de \$398,692.80.</p> <p>Se inició el proceso de ejecución de garantía.</p> <p>El día 25 de julio GECSA, puso a disposición el monto adeudado más los intereses moratorios, por lo cual la UT, completo la liquidación.</p> <p>El 28 de julio la UT retiro el requerimiento de ejecución de garantía.</p> <p>Esta situación fue informada a Junta Directiva, la cual instruyó lo siguiente:</p>

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
			<ul style="list-style-type: none"> • Convocar al Comité Financiero de PMs, para que conozcan de los problemas identificados en el proceso de liquidación del Mercado Mayorista del mes de junio y la cobertura de las garantías de pago, para que los miembros del Comité puedan dar sus comentarios y recomendaciones técnicas y financieras que permitan cubrir los aspectos señalados. • Llevar a Junta Directiva las recomendaciones técnicas y financieras que se recaben del Comité Financiero, a fin de que enriquezcan el análisis sobre las inconsistencias identificadas para que sean presentadas en una próxima reunión. <p>A esta fecha y conforme a un acuerdo de Junta Directiva, un Comité de Directores está trabajando en una propuesta de modificación al ROBCP, en aspectos relativos a la gestión de las garantías, incumplimientos de pago y proceso de liquidación del mercado.</p>

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
455-E-2014	05/10/14	Energía Renovables	<p>Incorporación al Reglamento de Operación de las energías renovables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tratamiento en el despacho programado. • Tratamiento de la facturación de transacciones. • Consideraciones para la operación en tiempo real de esta generación. • Tratamiento para el cálculo en la Capacidad Firme de ERNC con Contratos de Libre Concurrencia.
470-E-2014	13/10/14	Valoración de la Energía No Servida	Precio monómico para valorar la energía no servida en el MRS.
Junta Directiva No. 430	21/10/14	<p>Solicitudes de inscripción para participar en el Mercado Mayorista en la categoría de Comercializador, de las sociedades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V. • ALAS DORADAS, S.A. DE C.V. 	Junta Directiva UT, aprueba sus inscripciones para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Junta Directiva No. 431	11/11/14	Solicitudes de inscripción para participar en el Mercado Mayorista en la categoría de Comercializador, de las sociedades: <ul style="list-style-type: none"> • SOCIETE D'ENERGIE DU SALVADOR, S.A. DE C.V. • PACIFIC ENERGY, S.A. DE C.V. 	Junta Directiva UT, aprueba sus inscripciones para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
537-E-2014	21/11/14	Autoridad Competente en El Salvador	SIGET es la autoridad competente para autorizar la energía correspondiente a los contratos regionales con prioridad de suministro.
587-E-2014	22/12/14	Actualización tasa de renovación de registro de SIGET	Afecta los Cargos del Sistema para 2015.

CONFLICTOS Y SANCIONES

Durante el segundo semestre del año 2014, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre operadores referente al Mercado Mayorista de Electricidad.

ANEXOS

- Carta HOLCIM EL SALVADOR, S.A. DE C.V., recibida el 18 de marzo 2014.
- Carta HOLCIM EL SALVADOR, S.A. DE C.V., recibida el 22 de septiembre 2014.