

# SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2012/ama

21 de junio de 2012

Ingeniero  
Alfredo Borgonovo  
Presidente de la Junta Directiva de la  
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,  
S.A. DE C.V.**  
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto  
de La Libertad, desvío a Huizúcar,  
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	21/06/2012.
HORA	4:59 pm
Recibido por	Beatriz Alal.
Clave/Archivo	Siget-550

Estimado Ingeniero Borgonovo:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

## ACUERDO No. 446-E-2012-A

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las diecisiete horas con diez minutos del día dieciocho de junio de dos mil doce.

Los infrascritos miembros de la Junta de Directores de esta Superintendencia, CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante el Acuerdo No. 335-E-2011 del ocho de julio de dos mil once, esta Junta de Directores estableció el uno de agosto de dos mil once como fecha para el inicio de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción ROBCP. Asimismo, el ROBCP y sus anexos completos fueron publicados en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 392, correspondiente al día veintidós de julio de dos mil once.
- II. El ocho de mayo de dos mil doce, se recibió nota de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), mediante la cual solicitaba modificaciones al Anexo 15 "Determinación de la Capacidad Firme del ROBCP", relativas a la determinación de la energía media semanal para la condición de hidrología seca que se utiliza para el cálculo de la capacidad firme de sus centrales.

Explicaba que los parámetros actualmente especificados en el numeral 12.7 del Anexo 15 del ROBCP introducen distorsiones en el cálculo de la capacidad firme a reconocer a partir del uno de junio de dos mil doce, por lo que solicitaba que se modificaran algunos de los parámetros de la ejecución de optimización requerida por la simulación establecidos en el referido numeral, de la siguiente manera:

- Cambiar el máximo número de iteraciones en la optimización de 10 a 25, las cuales podrán ampliarse de cinco en cinco, si no se alcanzara la tolerancia para la convergencia, y
  - Cambiar la tolerancia para convergencia en la optimización de 1% a 0.01%.
- III. El Ingeniero Luis Enrique González, Gerente General de la UT, remitió nota, el treinta y uno de mayo de dos mil doce, en la que expresó:

*“““En consideración al acuerdo de nuestra Junta Directiva realizada el día 29 de mayo pasado, en donde se instruye a la Administración gestionar cambios al Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) asociados a la metodología de cálculo de la Capacidad Firme y otros temas técnicos del Reglamento, adjuntamos informe que contiene la solicitud de cambios al ROBCP.*

*Los capítulos y anexos a los que se les propone modificaciones puntuales en ciertos numerales y apartados son:*

- *Capítulo 6 “CAPACIDAD FIRME”*
- *Capítulo 8 “PROGRAMACIÓN ANUAL”*
- *ANEXO 4 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES*
- *ANEXO 6 – TRANSACCIONES DEL MERCADO*
- *ANEXO 15 – DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME*
- *ANEXO 16 – CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARAMETROS TECNICOS*
- *ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLE (CVNC) Y COSTO DE ARRANQUE Y DETENCIÓN.*

*En el citado informe, junto a las propuestas de cambio, se incluyen las justificantes respectivas.”””*

- IV. El cuatro de junio de dos mil doce, se recibió nota de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), mediante la cual explicaba que no le sería posible cumplir con lo establecido en los numerales 8.1 literal c y 9.3 del Anexo 15 del ROBCP, ya que la demanda máxima real debe determinarse con la información realmente registrada durante el período de control, el cual comprende desde el catorce de noviembre de dos mil once hasta el trece de mayo de dos mil doce; sin embargo, las mediciones de los usuarios cuyos ciclos de lectura comprenden los primeros días de mayo, no se encuentran disponibles en la fecha requerida. Asimismo, explicaban que aun cuando las opciones planteadas podrían resolver la problemática inmediata, ninguna cumple con lo establecido en el ROBCP, lo cual para el caso de CEL, podría estar sujeto a observaciones de auditoría o de la Corte de Cuentas de la República, por lo que finalizaban solicitando analizar esa situación y promover una modificación al ROBCP a fin de solventar la situación planteada.
- V. Después de revisar las notas remitidas por la CEL, y de efectuar diversas corridas haciendo uso del programa informático SDDP, utilizando la misma base de datos que la UT ocupó para los cálculos de la energía media semanal de las centrales hidroeléctricas, se confirmaron los argumentos expresados por la CEL en su nota recibida el ocho de mayo de dos mil doce; por lo que la Gerencia de Electricidad recomienda establecer en el numeral 12.7 del Anexo 15

criterios más estrictos para los parámetros de convergencia del modelo, con el objeto de obtener resultados más precisos, de la siguiente manera:

- Número de iteraciones en la optimización: 50, y
- Tolerancia para convergencia en la optimización: 0.01%.

De esa manera, aunque no se alcanzara la tolerancia deseada, las corridas del modelo se detendrían después de un número de iteraciones lo suficientemente grande para considerar que los resultados son satisfactorios y sin que ello incida excesivamente en el tiempo de ejecución; en cambio, permitir que las iteraciones se amplíen de cinco en cinco, como propone la CEL, podría llevar, en situaciones extremas, a un proceso indefinidamente largo en el que, incluso, podría ser que no se alcance la tolerancia objetivo.

En cuanto a la nota presentada el cuatro de junio de dos mil doce, la Gerencia de Electricidad considera que una modificación al numeral 9.3 del Anexo 15 podría contribuir a resolver la situación planteada por la CEL, de la siguiente manera:

“9.3. A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el tercer día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, *este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío*”.

En razón de lo anterior, la Gerencia de Electricidad recomienda que las modificaciones anteriormente descritas, se remitan a opinión de la UT.

Dentro del análisis que remita la UT sobre la propuesta, concerniente a los parámetros de parada de las corridas del modelo para la determinación de la energía media semanal de las centrales hidroeléctricas, se recomienda requerir a dicha entidad que explique los criterios con base en los cuales, el consultor que contribuyó a la elaboración del Anexo 15, propuso los valores originales de tolerancia y número máximo de iteraciones. Asimismo, deberá opinar sobre los posibles impactos técnicos o económicos, si los hubiere, de aplicar dichos criterios a la propuesta alternativa presentada por esta gerencia.

- VI. Por otra parte, después de revisar el informe anexo a la nota del treinta y uno de mayo de dos mil doce que incluye las modificaciones al ROBCP propuestas por la UT, así como las correspondientes justificaciones, la Gerencia de Electricidad de la SIGET realizó el análisis siguiente:

**1. Sobre el procedimiento de cálculo de la Capacidad Firme:**

La UT plantea la existencia de seis problemáticas:

- **Problemática A:** La UT propone que el cálculo de la capacidad firme provisoria del sistema debe efectuarse en el mes de junio en vez del mes de abril, como actualmente establece el ROBCP. Con ello se lograría una serie de ventajas: se podrían utilizar las tasas de salida forzada más actualizadas, se dispondría, la mayoría de las veces, de un mayor número de días hábiles en el mes de junio que en el mes de abril para los cálculos, obteniéndose siempre, en todo caso, los resultados oportunamente, puesto que los efectos económicos de los mismos (los cargos y abonos correspondientes) no tendrían efecto sino hasta el mes siguiente (julio).

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: En vista de los argumentos expuestos por la UT, especialmente considerando que el desplazamiento del cálculo del mes de abril hacia el mes de junio permitirá usar las tasas de salida forzada más actualizadas, se considera adecuada la modificación, por lo que se recomienda su aprobación.*

- **Problemática B:** La UT explica que el período mencionado en el numeral 3.1.4.2 del Anexo 15 del ROBCP para la simulación para la determinación de la energía media semanal en la condición hidrológica seca, no es consistente con el que establecen otras disposiciones de ese mismo anexo. Por otra parte, la UT plantea que en el cálculo de la energía media semanal existe un problema de consistencia al utilizar la potencia máxima neta disponible de las Centrales Hidroeléctrica (que toma en cuenta el efecto de las tasas de salida forzada), mientras que para los generadores térmicos no se considera el efecto de sus respectivas tasas de salida forzada.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Después de revisar lo establecido por el referido numeral, se confirma la inconsistencia detectada por la UT, por lo que se recomienda aprobar lo propuesto por la UT: establecer en el numeral 3.1.4.2 del Anexo 15 del ROBC que el período para la simulación allí indicada, inicie en la semana 20 del año en curso en lugar de la primera semana de abril, de esa forma ese numeral estaría en concordancia con lo que plantean otras disposiciones del Anexo 15. Asimismo, en aras de conceder un tratamiento equitativo y homogéneo a todas las unidades generadoras en la simulación, se considera que, si se toma en cuenta el efecto de las tasas de salida forzada de las centrales hidroeléctricas, se recomienda que, como lo solicita la UT, se modifique el numeral 3.1.4.3.3 del Anexo 15 del ROBCP de forma tal que se tomen en cuenta las tasas de salida forzada también para el resto de generadores.*

*No obstante lo anterior, se ha detectado que en la propuesta de redacción del mencionado numeral 3.1.4.3.3 la UT no ha corregido una inconsistencia adicional: la base de datos de la programación anual que debe ser utilizada, no debería ser la de la primera semana del mes de abril, como establece la redacción actual, sino más bien la más reciente disponible al momento de realizar los cálculos, y los volúmenes iniciales reales de los embalses deben ser los de la semana 20.*

*En razón de lo explicado, se recomienda remitir a opinión de la UT una propuesta de redacción de los numerales 3.1.4.2 y 3.1.4.3.3, ambos del Anexo 15, en los cuales se recogen los aspectos mencionados en el párrafo anterior.*

- **Problemática C:** La UT expresa que el ROBCP no define cómo calcular el año más seco cuando se verifiquen condiciones como las siguientes:
  - a) Ocurra un año más seco que el considerado en la última actualización de la energía media semanal.
  - b) Entre en operación una nueva central hidroeléctrica.

- c) Centrales hidroeléctricas existentes modifiquen su capacidad instalada.
- d) La capacidad de generación máxima de una Central Hidroeléctrica se vea limitada por más de 12 meses.
- e) El año más seco ocurra en el período que va de junio del año anterior a mayo del año en curso.
- f) Se actualicen las tasas de salida forzada y disponibilidades de las Centrales Hidroeléctricas.

En vista que los eventos planteados en las letras b), c), y d) podrían suceder dentro del período de doce meses comprendido entre junio del año en curso y mayo del año siguiente, la UT indica que deberían establecerse, en consecuencia, subperíodos a ser tomados en cuenta para la remuneración de la capacidad firme. Para incorporar los aspectos anteriormente enumerados en el ROBCP, la UT solicita la adición de un numeral 3.1.4.4 al Anexo 15.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Después de revisar lo establecido por el referido numeral, se tienen las siguientes observaciones:*

- a. *La propuesta de adición del numeral 3.1.4.4 al Anexo 15 debería guardar consistencia con el Capítulo 6 Capacidad Firme. Específicamente el numeral 6.16 del capítulo antes mencionado, considera la creación de subperíodos por lo indicado en las letras b) y c), pero no por el motivo especificado en la letra d), por lo que no se recomienda incluir esa letra dentro del nuevo numeral que se propone.*
- b. *La energía media semanal debe calcularse estrictamente todos los años como parte de la determinación de la capacidad firme de las centrales hidroeléctricas, ya que en dichos cálculos debe considerarse el efecto de las tasas de salida forzada más actualizadas, las cuales estarán disponibles cada mes de junio, por lo que podrán ser utilizadas no sólo para la determinación de la capacidad firme definitiva, sino también para la provisoria (en virtud justamente del desplazamiento de fechas implícito en la nueva redacción del numeral 9.1.4 del Anexo 15), por lo que se considera que las letras a) y f) tampoco son necesarias. Se recomienda que el numeral 3.1.4.4 contenga explícitamente, en aras de claridad, la obligación de efectuar el cálculo de la energía media semanal todos los años.*
- c. *La propuesta presentada por la UT, aunque menciona el tema que se analizará a continuación, no expresa ningún criterio que debería adoptarse para el caso en que una nueva central que se incorpore tenga una estadística hidrológica de duración diferente al de las centrales existentes. Se considera que el ROBCP debería contar con dicho criterio, expresado al menos en términos concisos, puesto que debería evitar que se produzca pérdida de información de las*

*centrales existentes que lleve a una variación muy grande de la determinación del año más seco.*

*d. Algunos errores en la redacción del articulado dificultan la comprensión del mismo.*

*Por todo lo anterior, no se recomienda aprobar la adición del numeral 3.1.4.4, sino que se remita a la UT una nueva redacción que tome en consideración los aspectos antes mencionados, a fin de que dicha institución se manifieste sobre la misma.*

- **Problemática D:** El ROBCP no define cómo combinar la estadística individual de cada generador de cada central para obtener la TSF de la Central. Esto es requerido para el cálculo de las disponibilidades de las Centrales Hidroeléctricas. Para solventar el problema, la UT considera conveniente aplicar el criterio utilizado en el North American Electric Reliability Corporation (NERC), donde los componentes que conforman la ecuación para el cálculo de la TSF son pesados de acuerdo a la potencia de cada unidad que conforman el grupo de generadores, e incorpora las fórmulas correspondientes para tal efecto en la redacción propuesta de los numerales 2.2.1 y 2.2.2 del Anexo 15 del ROBCP.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Se coincide con la UT en que se requiere una fórmula para poder disponer de una tasa de salida forzada equivalente para una central hidroeléctrica a partir de las estadísticas individuales de las unidades generadoras que la conforman, ya que la metodología para el cálculo de la energía media, correspondiente a la condición hidrológica seca, utiliza un dato de disponibilidad por central, lo cual a su vez se encuentra en consistencia con la forma en cómo se modelan dichas centrales en el modelo para la programación anual; asimismo, se verifica que la fórmula propuesta es conceptualmente correcta.*

*No obstante lo anterior, se recomienda efectuar algunas adecuaciones al texto de los numerales propuestos a efectos de conferir mayor claridad a dichas disposiciones, las cuales deben ser remitidas a opinión de la UT.*

*En adición a las adecuaciones anteriormente mencionadas, se recomienda modificar el numeral 6.18.1.3 del Capítulo 6 del ROBCP, puesto que la UT debe mantener actualizada, en principio, la estadística de disponibilidad de unidades generadoras hidroeléctricas individualmente consideradas, para que con base en ellas, y mediante la aplicación de las fórmulas propuestas, pueda encontrar los datos equivalentes de la central a la cual pertenecen. En ese mismo sentido se recomienda modificar el numeral 2.1.4 del Anexo 15, pues se entendería que los cálculos allí indicados aplicarían únicamente a unidades generadoras o a GGP y no a centrales hidroeléctricas en su conjunto.*

- **Problemática E:** La UT manifiesta que para la determinación de la capacidad firme definitiva, se tendrían problemas para obtener, en el tiempo requerido,

los registros del SIMEC a fin de cumplir los períodos establecidos en el ROBCP, dado que la UT no tiene todos los registros en el sistema MV90 y depende de que alguna información del SIMEC sea enviada por parte de los PMs; por consiguiente, propone establecer un plazo para tal efecto (a más tardar el segundo día hábil de la semana 20), a través de la adición de un literal en el numeral 8.1 del Anexo 15.

Por otra parte, expresa que el numeral 8.1 letra “c” del Anexo 15 no es consistente con lo que indica el numeral 9.1.1 del mismo anexo y tampoco es consistente con las modificaciones que se efectuaron a través del Acuerdo No 734-E-2011, donde se indica que el acuerdo que comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT es la demanda máxima real declarada que será usada para el cálculo de la capacidad firme definitiva.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Partiendo de la consideración de que la UT ha efectuado los análisis conducentes a determinar que es factible disponer de los datos de demanda reales registrados por el SIMEC a más tardar el segundo día hábil de la semana 20, se considera apropiado especificar esa fecha límite en el ROBCP a efectos de que la UT cuente con dicha información oportunamente, por lo cual se recomienda efectuar la modificación solicitada al numeral 8.1 del Anexo 15 del ROBCP.*

*En lo referente a la demanda acordada entre comercializadores y distribuidores, se coincide con el cambio señalado por la UT, a fin de que ese aspecto esté en debida concordancia con otras disposiciones del Anexo 15 del ROBCP relacionadas con la demanda real de los comercializadores acordada entre éstos y los distribuidores y que fueron aprobadas por el acuerdo No 734-E-2011.*

- **Problemática F:** La UT expresa que no le es posible cumplir el plazo de cinco días hábiles que define el ROBCP en el numeral 9.4 del Anexo 15, para determinar la capacidad firme definitiva, debido a que para tener la medición oficial validada, que es la fuente para obtener los datos de demanda máxima de los PMs y del Sistema, requiere al menos de diez días hábiles.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: En aras de que la UT cuente con un tiempo adecuado para la determinación de la capacidad firme definitiva, y después de corroborar que la extensión del plazo solicitado no interfiere con otros cálculos o procesos, se recomienda conceder a la UT el tiempo solicitado.*

## 2. Sobre diversos capítulos y anexos del ROBCP

- **Sobre el Capítulo 8 “Programación anual”:** La UT propone eliminar los numerales 8.7 y 8.7.1, en los cuales se especifica el proceso que tuvo que seguirse previo al inicio de la aplicación del ROBCP para la determinación de la curva de alerta de los embalses, que en esencia consistió en lo siguiente: se partió de un análisis realizado conjuntamente entre la UT y los

propietarios de las centrales hidroeléctricas, sobre el efecto de las políticas de operación económica de los embalses en la seguridad de suministro, para proponer a aprobación de la SIGET un procedimiento para la determinación de niveles mínimos superiores a los límites físicos, a respetar por razones de seguridad de suministro.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad:* Si bien es cierto que para la aprobación del Anexo 19 del ROBCP se llevó a cabo el proceso descrito resumidamente en el numeral 8.7, y en ese sentido, esa obligación por parte de la UT y de la SIGET fue cumplida previo al inicio de la aplicación del ROBCP, no se recomienda aprobar la eliminación de dicho numeral como lo ha solicitado la UT. El tema es de tal relevancia - por la incidencia en la administración de los embalses y por el impacto en el valor del agua - que la eficacia de las reglas del Anexo 19 debe encontrarse sujeta a continua observación, lo que podría llevar a eventuales refinamientos o perfeccionamientos, dentro de lo cual la opinión informada de los propietarios de las centrales hidroeléctricas debería ser tomada en cuenta.

- **Sobre el Anexo 4 “Precios de los combustibles”:** La UT solicita que se modifique la redacción del objeto del Anexo 4, puesto que en el mismo se habla de la determinación de “formatos”, siendo el caso que dicho anexo no contiene ningún formato.

Asimismo, solicita la adición de la letra d) al numeral 4.10.3, estableciendo que las mediciones de los inventarios de combustible deben estar referenciadas a 60°F, debido a que la facturación del combustible está referenciada a tal temperatura, de esa manera todos los generadores tendrán esa misma referencia de compra al momento de tomar las mediciones de sus inventarios, con el objetivo de homogenizar la medida. Esto permitirá que todos los generadores estén estandarizados y evitar los ajustes de inventario por temperatura ambiente.

Solicita también la adición de la letra e) al numeral 4.10.3, en la cual se establece que aquellos generadores que tienen actividades productivas asociadas a otros sectores de la actividad económica, y cuya estructura de combustible considere la variable de volumen de compra, diferencien lo referente puramente al combustible destinado para la actividad del sector eléctrico. De esa manera, si compran combustible para todas sus actividades productivas, deberán diferenciar en los registros que presentan, las compras, el consumo, los costos de internación, etc., para la actividad de generación eléctrica, tal y como lo realizan los generadores térmicos convencionales.

Finalmente, la UT propone la adición del numeral 10.6 a la sección 10, estableciendo la obligación a los nuevos generadores que entren en operación, de presentar a la UT su estructura de costos de combustibles debidamente aprobada por la SIGET.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad:* Se considera que la mayoría de los cambios propuestos por la UT son adecuados, puesto que contribuyen, ya



*sea a la aclaración o la sistematización de la aplicación del ROBCP, en razón de lo cual se recomienda aprobar las modificaciones solicitadas por la UT, a excepción de las que se mencionan a continuación, respecto a las cuales se recomienda efectuar algunas adecuaciones.*

*La adición de la letra e) al numeral 4.10.3, que tiene la finalidad de distinguir los costos de los combustibles asociados a la actividad del sector eléctrico de otras actividades económicas a las que podría dedicarse un determinado generador, se considera que es apropiada, pues va en la dirección correcta de disciplinar a los generadores en la tarea de mantener registros contables ordenados y de obtener o generar la información documental necesaria y pertinente; asimismo, se previene de contaminar las cuentas del sector eléctrico con costos que no le son pertinentes. Sin embargo, se advierte que lo dispuesto en el mencionado literal podría implicar cierto grado de complejidad, por lo que para su efectiva implementación, se recomienda que la UT desarrolle un procedimiento que permita sistematizar y estandarizar la aplicación para todos aquellos generadores que se encuentren en la situación planteada; por lo anterior, se proponen algunas adecuaciones a la referida letra e), para que sean remitidas a opinión de la UT, así como de los generadores a los cuales dicha disposición sea aplicable. Se requiere que la UT incluya dentro de la opinión que presente respecto a este tema, una descripción de lo que podría consistir el mencionado procedimiento, para que se pueda tener una perspectiva de las implicaciones y de los impactos correspondientes.*

*En relación con la propuesta de adición del numeral 10.6, en lo referente a la estructura de los costos de los combustibles, actualmente no está normado lo que debe realizarse en el caso de surgir un nuevo generador al que sean aplicables las disposiciones del Anexo 4. El tratamiento propuesto por la UT para esa situación es similar al que tendría un generador que cambie de estructura al interior del período anual de vigencia, el cual presentaría la solicitud correspondiente directamente a la SIGET, lo que se considera adecuado. Sin embargo, se recomienda que el numeral propuesto se refuerce con elementos adicionales:*

- a. Conceder un plazo al nuevo generador para que, previo a la fecha estimada de inicio de operaciones, presente la solicitud de aprobación correspondiente a la SIGET, considerándose apropiado que ese plazo sea el mismo que para la aprobación anual de la estructura de costos de combustible de los generadores existentes, es decir: al menos un mes. Ese plazo sería equivalente y de forma aproximada al que contaría la SIGET para la aprobación de la estructura de los costos de los combustibles del nuevo generador, puesto que su resolución debería emitirse antes de la fecha estimada del inicio de operaciones.*
- b. Especificar que la información que tenga que presentar el nuevo generador sea la misma que entrega un generador existente para la*

*aprobación anual de su estructura de costos del combustible: la que aparece descrita en los numerales 4.1 y 4.4 del Anexo 4.*

*Por otra parte, al analizar las disposiciones del Anexo 4, a raíz de la solicitud de adición del numeral 10.6, se detectó que se podía mejorar la redacción de los numerales del 4.3 al 4.5 del mencionado Anexo, por lo que se recomienda con la finalidad de describir más claramente el proceso que debe seguirse cada año para que los generadores renueven su estructura de costos de los combustibles, incluir los siguientes aspectos que se resumen de la siguiente manera:*

- a. La información correspondiente debe ser solicitada por la UT a los generadores pertinentes con la debida anticipación.*
  - b. Los generadores, a los que sean aplicables esas disposiciones, deberán remitir su información a la UT en el plazo que ésta les establezca.*
  - c. La UT deberá revisar la información recibida en un plazo máximo de un mes.*
  - d. La UT deberá enviar la información a la SIGET a más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos que esté vigente*
  - e. La SIGET revisa y aprueba la estructura de costos de los combustibles dentro del plazo de un mes.*
- **Sobre el Anexo 6 “Transacciones del mercado”:** La UT solicita que se modifique el numeral 2.2.1 de la sección 2 Cronograma de la Programación Anual, de forma tal que se elimine la excepción del mes de mayo para la actualización mensual de la programación anual.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Se considera adecuado el cambio, ya que, como menciona la UT, la programación de la operación anual empieza a partir de la semana veinte de cada año, lo cual no coincide exactamente con el inicio del mes de mayo.*

*Lo anterior, sin embargo, no debe interferir con el proceso de la programación anual inicial que tendrá vigencia a partir de la semana veinte del año en curso, la cual, según el numeral 2.1 del Anexo 6 del ROBCP, deberá ser divulgada por la UT antes del uno de mayo de cada año.*

- **Sobre el Anexo 16 “Curvas de Consumo de Calor y Otros Parámetros Técnicos”:** La UT solicita las siguientes modificaciones para el caso de generadores que entregan sus excedentes comerciales al sistema:
  - a. Las curvas de calor deben ser determinadas con base en la generación total de la planta.

- b. Se debe consignar en un acta adicional los valores resultantes a potencias y consumos específicos equivalentes de la planta en el punto de entrega del sistema.
- c. Dicha acta deberá contener únicamente los resultados para potencia con aporte a la regulación primaria de frecuencia, y adicionalmente, se deberán incluir los resultados para potencia con aporte a regulación secundaria, siempre y cuando las unidades estén habilitadas para dar dicho servicio.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: Se consideran adecuados los cambios, ya que todos ellos son consecuencia del tratamiento otorgado a los generadores autoprodutores en lo relacionado con las compensaciones por eficiencia, según la modificación al numeral 3.1.6 del anexo 9 efectuada a través del Acuerdo No. 370-E-2011. Como estos generadores venden sus excedentes, no es posible determinar el factor de planta con el que operan cada una de sus unidades generadoras en un momento determinado (puesto que ello también depende de sus consumos propios, de los que no tiene medición la UT), razón por la cual no reciben dicha compensación según lo que establece el referido numeral 3.1.6. Los cambios solicitados por la UT aclaran, complementan y refuerzan la disposición aprobada mediante el mencionado acuerdo, por lo que se recomienda su aprobación.*

*Adicionalmente a los cambios solicitados por la UT, se analizó lo concerniente a la realización de las auditorías señaladas en el Anexo 16, llegándose a la conclusión que es recomendable fortalecer la tarea de monitoreo por parte de la UT, con el objeto de conferir un mayor grado de representatividad y validez de los resultados, razón por la cual la presencia de un representante de esa entidad no debería ser meramente opcional, sino que debe ser obligatoria. En consistencia con lo anterior, se proponen modificaciones a diversas disposiciones del referido Anexo: al numeral 2.8 que norma lo anteriormente señalado; en el modelo de acta Ensayo de Consumo de Calor, debe suprimirse la expresión “de asistir”, que se encuentra a continuación del espacio para la firma del representante de la UT; y en el numeral 5.9.6.1, debe eliminarse la frase “en el caso de estar presente como observador en la auditoría”. Se recomienda que las modificaciones anteriormente descritas se remitan a opinión de la UT.*

- **Sobre el Anexo 17 “Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención”:** La UT solicita las siguientes modificaciones para el caso de generadores que entregan sus excedentes comerciales al sistema:
  - a. Los generadores que venden excedentes no es necesario que apliquen el procedimiento que norma el anexo 17 respecto a la determinación de los costos variables de arranque y detención, ya que, de todas formas, no se le reconocen dichos costos.

- b. El procedimiento para la determinación de los CVNC será aplicable a todas las unidades o GGP de la planta. Posteriormente, se calculará para cada componente de costo un valor que represente a la planta. Estos componentes de costos de la planta serán calculados como el promedio ponderado de las unidades o GGP pertenecientes a dicha planta. Asimismo, las actualizaciones mensuales de estos valores deberán ser también realizadas con base en la planta en su conjunto.

Por otra parte, la UT propone que aquellas unidades o GGPs que operan con biomasa como recurso primario, sean consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, y en caso que estos generadores consideren necesaria la determinación de un CVNC diferente de cero, realizarán la auditoría correspondiente.

*Análisis de la Gerencia de Electricidad: En lo referente a los generadores autoprodutores, se consideran adecuados los cambios, ya que todos ellos son consecuencia del tratamiento otorgado a los mismos en lo relacionado con las compensaciones por eficiencia, según la modificación al numeral 3.1.6 del anexo 09 efectuada a través del Acuerdo No. 370-E-2011.*

*En cuanto al cambio respecto a las unidades que generan con base en biomasa, se considera razonable, en vista de que el costo variable no combustible de estas unidades es muy pequeño, por lo que la mayoría del tiempo la remuneración que reciben este tipo de unidades por sus ventas al MRS está definido por los costos variables de otras unidades. Sin embargo, se recomienda dejar la salvedad de que dicha auditoría pueda ser realizada a petición del mismo generador, si lo considera necesario, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.*

Finalmente, la Gerencia de Electricidad analizó cada una de las modificaciones propuestas determinando que ninguna de ellas implica un impacto económico para el usuario final.

- VII. En virtud del análisis efectuado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, y habiendo concluido que las modificaciones al ROBCP propuestas no implican un impacto económico para los usuarios finales, se considera procedente aprobar las modificaciones solicitadas por la UT, a excepción de la eliminación del numeral 8.7 del Capítulo 8 del ROBCP y de aquéllas para las cuales se recomiendan adecuaciones, como las relacionadas con:

- Los numerales 4.10.3 y 10.6 del Anexo 4,
- Los numerales 2.1.1, 2.1.2, 3.1.3.2, 3.1.4.2, 3.1.4.3.3 y 3.1.4.4 del Anexo 15,
- El numeral 1 del Apéndice 2 del Anexo 16,
- El numeral 3.23 del Anexo 17.

Asimismo, la Gerencia de Electricidad ha detectado algunas disposiciones adicionales del ROBCP a las que deben efectuarse adecuaciones relacionadas con los cambios propuestos por la UT:

- Los numerales 4.3, 4.4 y 4.5 del Anexo 4,

- El numeral 6.18.1.3 del Capítulo 6,
- El numeral 2.1.4 del Anexo 15,
- Los numerales 2.8 y 5.9.6.1 del Anexo 16.

Finalmente, como resultado de solicitudes de la CEL, se plantean también modificaciones a las siguientes disposiciones:

- Los numerales 9.3 y 12.7 del Anexo 15

VIII. Respecto a las adecuaciones mencionadas en el romano VII, esta Junta de Directores considera procedente conceder audiencia a la Unidad de Transacciones para que en un plazo de cinco días hábiles realice las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronuncie sobre las propuestas de modificación al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”.

La UT deberá incluir dentro de su respuesta a este acuerdo, los argumentos a los requerimientos específicos planteados por la Gerencia de Electricidad en el romano VI, en relación con el numeral 4.10.3 del Anexo 4, y el numeral 12.7 del Anexo 15.

Por lo antes expuesto y con base en las consideraciones señaladas, esta Junta de Directores ACUERDA:

I. Aprobar las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”:

i. Modificar el numeral 6.14.1 del Capítulo 6, de la siguiente manera:

6.14.1 En junio de cada año la UT determinará las capacidades firmes correspondientes al próximo período que va desde junio del año en curso a mayo del año siguiente. Estas capacidades firmes se denominarán capacidades firmes provisorias y permanecerán vigentes por doce meses.

ii. Modificar el numeral 9.1.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.1.1 A efectos del cálculo de la Demanda Reconocida Provisoria, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima que será usada para el cálculo de la demanda reconocida provisorio de cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor.

iii. Modificar el numeral 9.1.4 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.1.4 A más tardar el décimo quinto día hábil del mes de junio, la UT calculará las Capacidades Firmes Provisorias y Demandas Reconocidas Provisorias, y serán informadas a los PMs junto con los datos utilizados para el cálculo, quienes dispondrán de cinco días hábiles para efectuar observaciones.

iv. Modificar el numeral 9.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.2 La UT evaluará las observaciones recibidas, tomando en cuenta las que estime debidamente justificadas; además, informará a los PMs y a la SIGET a más tardar el 30 de junio los nuevos valores de demandas reconocidas y capacidades firmes provisorias.

v. Modificar el numeral 8.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

8.1 Una vez finalizado el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva, las cuales deben determinarse según el siguiente procedimiento:

- a) Antes de iniciar los cálculos se actualizan las estadísticas de disponibilidad para todos los tipos de generadores para ser incorporadas como parte de la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses.
- b) Con los datos indicados en la letra a) precedente se actualizan las tasas de salida forzada tal como lo define el numeral 6.18.1.1 del Capítulo 6 del presente reglamento.
- c) Los datos de demanda reales a utilizar para el cálculo de la capacidad firme definitiva serán los registrados por el SIMEC, los cuales deberán estar disponibles a más tardar el segundo día hábil de la semana 20.
- d) Utilizando los datos de demanda reales registrados por el SIMEC en el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y los datos de demanda máxima real, acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el tercer día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ( $D_{max SR}$ ) siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 6.2 del presente anexo. Posteriormente se determinan los valores de demanda reconocida definitiva para cada PM aplicando los procedimientos definidos en los numerales 6.5 y 6.6 del presente anexo.
- e) La  $D_{max SR}$  calculada será asimismo usada para determinar la capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, auto-productores, cogeneradores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación autorizados por la SIGET. Para ello, a partir de la actualización de las tasas de indisponibilidad, se calculan los valores de Capacidad Firme Inicial Real ( $CF_{iniR}$ ) utilizando el mismo procedimiento definido en el numeral 3 del presente anexo, aplicando las mismas limitaciones a los valores de capacidad indicadas en ese numeral y en el numeral 4.1 del presente anexo, empleando para ello la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ( $D_{max SR}$ ), obteniendo así los valores de Capacidad Firme Inicial Real ajustada ( $CF_{iniR, ajustada}$ ). Los valores de Capacidad firme definitiva ( $CF_{def,i}$ ) se calculan de la siguiente manera:

$$CF_{def,i} = \frac{CF_{iniR, ajustada}}{\sum_i CF_{iniR, ajustada}} \times D_{max SR}$$

Donde:

$CF_{def,i}$ : Capacidad Firme Definitiva de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación "i" (MW).

*CFiniR, ajustada* : Capacidad Firme Inicial Real ajustada de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación "i" (MW), incorporando la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses recién transcurridos, que reemplazarán los datos del período de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.

*D max SR* : Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

- f) Usando el mismo procedimiento definido en el numeral 7 del presente anexo, para los balances de las transacciones de capacidad firme provisoria, se realizarán los balances de transacciones de capacidad firme definitiva para subperíodos en los cuales se produjeron cambios en los contratos o incorporaciones y/o retiros de centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de importación.
  - g) En todos los casos, las transacciones de capacidad firme definitivas resultantes serán valorizadas al cargo por capacidad vigente establecido por la SIGET.
- vi. Modificar el numeral 9.4 del Anexo 15, de la siguiente manera:
- 9.4 Los cálculos de Capacidad Firme Definitiva y Demanda Reconocida Definitiva serán realizados por la UT a más tardar el décimo día hábil del mes de junio de cada año. Dichos valores serán puestos a disposición de todos los PMs en la zona pública del sitio web de la UT y las transacciones resultantes para cada PM en su DTE.
- vii. Modificar el numeral 1.1.2 del Anexo 4, de la siguiente manera:
- 1.1.2 Establecer el mecanismo de envío de información de los PMs bajo alcance de este Anexo, a la UT.
- viii. Modificar el numeral 2.2.1 del Anexo 6, de la siguiente manera:
- 2.2.1 El día jueves previo al primer lunes de cada mes se realizará el proceso de actualización de la Programación Anual de la Operación para un período de 52 semanas que comienzan dicho día lunes. Este proceso se desarrollará de acuerdo con el cronograma de actividades definido en el presente anexo.
- ix. Modificar el numeral 6.8 del numeral 5.9.2.6 del Anexo 16, de la siguiente manera:
- 6.8 Gráficos de Consumo de calor - Energía de salida (Gcal/MWh), y su equivalente en otras unidades como galones de combustible de entrada - Energía de salida (galones/MWh), y hoja de cálculo de los polinomios de consumo de calor.
- x. Adicionar el numeral 1.2 al Apéndice 2 del Anexo 16, de la siguiente manera:
- 1.2 Además de lo dispuesto en el numeral anterior, para aquellas plantas que entregan sus excedentes al sistema, se consignará en el informe un acta adicional que contemple los valores resultantes a potencias y consumos específicos equivalentes de la planta en el punto de entrega al sistema. Esta acta contendrá únicamente los resultados para potencia con aporte a la regulación primaria de frecuencia, y adicionalmente, se incluirán los resultados para potencia con aporte a regulación secundaria siempre y cuando las unidades estén habilitadas para dar dicho servicio.

- xi. Modificar el numeral 1.4 del Anexo 17, de la siguiente manera:
    - 1.4 El procedimiento de CAyD aplica a aquellas unidades que incurren en costos de arranque y detención, a excepción de aquellas unidades o GGP que entregan su excedente al sistema.
  - xii. Adicionar los numerales 3.21 y 3.22 al Anexo 17, de la siguiente manera:
    - 3.21 Para aquellas plantas que entregan su excedente al sistema, el procedimiento para la determinación de los CVNC será aplicable a todas las unidades o GGP de la planta. Posteriormente, se calculará para cada componente de costo un valor que represente a la planta. Estos componentes de costos de la planta serán calculados como el promedio ponderado de las unidades o GGP pertenecientes a dicha planta.
    - 3.22 Asimismo, para los casos citados en el numeral anterior, las actualizaciones mensuales de estos valores serán también realizadas con base en la planta en su conjunto.
- II. Conceder un plazo de cinco días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de este proveído, para que la Unidad de Transacciones realice las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronuncie sobre las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”:
- i. Modificar los numerales 4.3, 4.4 y 4.5 del Anexo 4, de la siguiente manera:
    - 4.3 Al inicio del proceso de revisión anual, la UT solicitará a cada PM generador, para su posterior remisión a SIGET, la estructura de costos para cada tipo de combustible, su forma y periodicidad de actualización.
    - 4.4 El PM Generador, en concordancia con el requerimiento anterior, deberá suministrar anualmente la información requerida en el numeral 4.1, mediante un informe justificativo en el que incorpore el respaldo necesario y suficiente. La estructura de costos y su forma de actualización, serán revisadas por la UT y enviadas para su aprobación a la SIGET en un plazo máximo de un mes. Al ser aprobadas, éstas serán utilizadas por la UT para efectos de la Programación de la Operación. Durante el proceso de revisión, la SIGET podrá solicitar al PM generador las aclaraciones o información adicional que considere pertinente.
    - 4.5 La información a la que se refiere el numeral 4.4 del presente anexo deberá ser entregada a la SIGET por la UT a más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos vigente.
  - ii. Adicionar los literales d) y e) al numeral 4.10.3 del Anexo 4, de la siguiente manera:
    - d): Todos los generadores deberán referenciar su inventario de combustible a 60°F, utilizando tablas de calibración auditadas para sus tanques. Además, todos los instrumentos utilizados para la medición deberán estar calibrados y certificados.
    - e) Para los PMs que tienen una actividad productiva adicional a la de generación de energía eléctrica, y cuya fórmula de determinación del Precio FOB esté en función del volumen de compra, los reportes contables y volúmenes reflejados en el informe de inventario de combustible así como sus respectivos comprobantes de compra, deberán ser los correspondientes a la actividad de generación eléctrica. Para estos efectos, la UT definirá un procedimiento estandarizado que garantice que el volumen de combustible reportado es para la generación que se inyecta al sistema eléctrico nacional. Dicho procedimiento deberá ser remitido a la SIGET.



- iii. Adicionar el numeral 10.6 al Anexo 4, de la siguiente manera:

10.6 Previo a la entrada en operación de nuevos generadores, éstos deberán presentar a la UT su estructura de costos de combustibles debidamente aprobada por la SIGET. Para lo anterior, el nuevo generador deberá presentar la solicitud de aprobación respectiva ante la SIGET de conformidad con los requisitos establecidos en los numerales 4.1 y 4.4 de este Anexo, con una antelación de al menos un mes.

- iv. Modificar el numeral 6.18.1.3 del Capítulo 6, de la siguiente manera:

6.18.1.3. La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades generadoras térmicas, geotérmicas e hidroeléctricas. Para efectos de los cálculos de la capacidad firme, adicionalmente a lo establecido en el numeral 6.18.1.2, también se considerarán como indisponibilidad forzada mantenimientos que no estén programados en el PAMM y/o mantenimientos que estando programados en el PAMM se realicen en el periodo crítico, exceptuando aquellos solicitados por la UT en dicho período por necesidades del sistema.

- v. Modificar el numeral 2.1.1 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.1 La disponibilidad de cada unidad generadora o GGP es igual al complemento de la tasa de salida forzada:

$$D_i = (1 - TSF_i)$$

Donde:

$D_i$ : Disponibilidad de la unidad generadora o GGP "i" (p.u.).

$TSF_i$ : Tasa de salida forzada de la unidad generadora o GGP "i" (p.u.).

La disponibilidad de una central hidroeléctrica conformada por una o más unidades generadoras se calculará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$D_p = (1 - TSFE_p)$$

Donde:

$D_p$ : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica "p" (p.u.).

$TSFE_p$ : Tasa de salida forzada equivalente de la central hidroeléctrica "p" (p.u.).

- vi. Modificar el numeral 2.1.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

2.1.2 La Tasa de Salida Forzada se calcula para cada unidad generadora o GGP "i" como una relación de horas, del siguiente modo:

$$TSF_i = \frac{(HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i)}{(HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i)}$$

Donde:

$HIMnoP_i$ : Horas de indisponibilidad por mantenimiento no programado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores para la unidad generadora o GGP  $i$ .

$HS_i$ : Horas en servicio para la unidad generadora o GGP  $i$  entendiéndose éstas como las horas en que se encuentra la unidad sincronizada e inyectando potencia al sistema.

$HFE_i$ : Número de horas de indisponibilidad forzada equivalente para cada unidad generadora o GGP " $i$ ", donde  $P_{dis} > 0$ ;

$HIFT_i$ : Número de horas de indisponibilidad forzada total, es decir cuando  $P_{dis}=0$ .

La tasa de salida forzada equivalente de una central hidroeléctrica con una o más unidades generadoras se determinará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$TSFE_p = \frac{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i) * P_{max,i}}{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i) * P_{max,i}}$$

Donde:

$TSFE_p$ : Tasa de Salida Forzada equivalente de cada central hidroeléctrica " $p$ ";

$P_{max,i}$ : Potencia máxima neta de cada unidad generadora " $i$ " que pertenece a " $p$ ";

$n$  : Número de unidades generadoras " $i$ " que pertenecen a " $p$ ".

vii. Modificar el numeral 2.1.4 del Anexo 15, de la siguiente manera:

La expresión para el cálculo del número de horas de indisponibilidad forzada equivalente es la siguiente:

$$HFE_i = \sum_{e=1}^E \left[ \frac{(P_{max,i,e} - P_{dis,i,e}) \times \Delta t_e}{60 \times P_{max,i,e}} \right]$$

Donde:

$P_{max,i,e}$  : Potencia Máxima Neta (MW) de la unidad generadora o GGP " $i$ " durante el evento " $e$ ". En el caso de las unidades hidroeléctricas se debe considerar el nivel del embalse para identificar  $P_{max,i,e}$ .

$P_{dis,i,e}$  : Potencia disponible de la unidad generadora o GGP " $i$ " durante el evento " $e$ " (MW).

$\Delta t_e$  : Duración del evento " $e$ " (minutos).

$E$  : Número total de eventos " $e$ " que llevan a una reducción de potencia máxima para la unidad generadora o GGP " $i$ " en el período considerado.

viii. Modificar el numeral 3.1.3.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.3.2 Se define la potencia Máxima Disponible de cada central hidroeléctrica como la Potencia Máxima Neta considerando el embalse lleno multiplicado por la Disponibilidad equivalente de la Central

$$P_{max D_i} = P_{max_i} \times D_i$$

Donde:

- $P_{max D_i}$ : Potencia Máxima Disponible de la central hidroeléctrica “i” (MW)  
 $P_{max_i}$ : Potencia Máxima Neta de la central hidroeléctrica “i” (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.  
 $D_i$  : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica “i” (p.u.).

ix. Modificar el numeral 3.1.4.2 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.2 Para la determinación de la energía media semanal en la condición hidrológica seca, en el Período Crítico se realizará una simulación determinística en etapas semanales con el modelo de programación anual de la operación, comenzando en la semana 20 y finalizando en la semana 19 del año próximo, utilizando las potencias máximas disponibles ( $P_{max D_i}$ ) de cada central hidroeléctrica y los volúmenes iniciales reales de los embalses de la semana 20. De esta simulación se extraerá la energía media semanal en la condición hidrológica seca en el Período Crítico.

x. Modificar el numeral 3.1.4.3.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.3.3 El estudio deberá realizarse sin restricciones de la red de transmisión y sin considerar volúmenes de alerta en los embalses. De la base de datos más reciente que disponga la UT para la actualización de la programación anual de la operación, se utilizará únicamente la información detallada a continuación:

- a) Proyección de demanda.
- b) Proyección de precios de combustible.
- c) Tasas de salida forzada de las unidades de generación.

xi. Adicionar el numeral 3.1.4.4 al Anexo 15, de la siguiente manera:

3.1.4.4 La energía media semanal será calculada todos los años a efectos de la determinación de la capacidad firme tanto provisoria como definitiva. Asimismo, se recalculará al interior del período de doce meses que va de junio de un año a mayo del año siguiente, únicamente si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Que una nueva central hidroeléctrica entre en operación, para lo cual se deberán determinar valores de energía semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la nueva central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga la historia hidrológica asociada a su central y las características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT determinará el año con la serie hidrológica más seca y la energía media semanal para la condición hidrológica más seca que se aplicará en el cálculo de la capacidad firme. El criterio para incorporar la nueva serie

hidrológica deberá ser tal que prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes.

- b) Que las centrales hidroeléctricas existentes modifiquen su capacidad instalada, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga las nuevas características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la SIGET. Una vez aprobado éste, la UT determinará el año con la serie hidrológica más seca y la energía media semanal para la condición hidrológica más seca que se aplicará en el cálculo de la capacidad firme.

- xii. Modificar el numeral 9.3 del Anexo 15, de la siguiente manera:

9.3. A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el tercer día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío.

- xiii. Modificar el numeral 12.7 del Anexo 15, de la siguiente manera:

12.7 En cuanto a los parámetros de la ejecución de optimización requerida para la simulación establecida en el numeral 3.1.4.2 de este anexo se utilizarán los siguientes:

- a) Máximo número de iteraciones en la optimización= 50.  
b) Tolerancia para convergencia en la optimización = 0.01% del costo total esperado de operación.  
c) Tasa de descuento en la optimización y simulación = el mismo valor empleado en la programación anual de la operación más reciente realizada por la UT.

- xiv. Modificar el numeral 2.8 del Anexo 16, de la siguiente manera:

2.8 La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como observador, por lo que ésta deberá destacar un representante idóneo en cada central generadora durante el proceso de auditoría para vigilar la correcta aplicación del procedimiento durante la misma.

- xv. Adicionar el numeral 3.23 al Anexo 17, de la siguiente manera:

3.23 Para aquellas unidades o GGPs que operan con biomasa como recurso primario, serán consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, la auditoría objeto de este anexo se podrá realizar en caso que los titulares de estas unidades o GGPs la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.

- xvi. Modificar el numeral 5.9.6.1 del Anexo 16, de la siguiente manera:

5.9.6.1 En el apéndice 2 se presenta el modelo de Acta que será elaborada por el Auditor, firmada por el representante del PM Generador y por el representante de la UT.

- xvii. Modificar el numeral 1 del Apéndice 2 del Anexo 16, de la siguiente manera:

1. MODELO DE ACTA ENSAYO DE CONSUMO DE CALOR

ACTA

Fecha:.....

Empresa.....

Central.....

En la fecha arriba indicada se ha procedido a la realización de los ensayos de consumo de calor y de potencia máxima de las unidades que se detallan:

Unidad N°.....Potencia Nominal .....MW

Unidad N°.....Potencia Nominal .....MW

.....

Se han certificado los siguientes valores de potencias y consumos específicos:

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C ESP. gal/MWh	C ESP. Gcal/MWh	COMBUSTIBLE
XX				OPERA CON (Tipo de Combustible)

Polinomios de consumo de calor (gal/h):

Unidad 1:  $E = a + b \cdot P + c \cdot P^2$

Unidad 2:  $E = a' + b' \cdot P + c' \cdot P^2$

Unidad n:  $E = \dots\dots\dots$

Polinomios de consumo específico de calor (gal/MWh):

Unidad 1:  $E = a + b \cdot P + c \cdot P^2$

Unidad 2:  $E = a' + b' \cdot P + c' \cdot P^2$

Unidad n:  $E = \dots\dots\dots$

Firma del Auditor

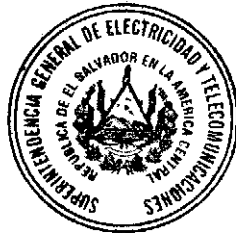
Firma del Representante del PM

Firma del Representante de la UT

Observaciones

III. Notificar. "LEMM" "W. Jiménez" "Ilegible" "R. Atanacio C." "FCM" "Rubricadas".

Atentamente,



**SIGET**

Luis Eduardo Méndez M.  
Superintendente