

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2014/ama

05 de octubre de 2014

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA:	07/10/2014
HORA:	5:00
Recibido por:	Astrid Landaverde
Clave/Archivo	Siget-812

Ingeniero
Gregorio Antonio Ávila
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

Estimado Ingeniero Ávila:

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

“ACUERDO No. 455-E-2014

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y
TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las dieciocho horas del día uno del mes de
octubre del año dos mil catorce.

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

- I. Mediante el Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET aprobó el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP).
- II. Por medio del Acuerdo No. 335-E-2011 del ocho de julio de dos mil once, la Junta de Directores estableció el uno de agosto de dos mil once como fecha para el inicio de aplicación del 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 del mismo año.
- III. El Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha diecisiete de abril de dos mil doce, publicado en el Diario Oficial No. 76, Tomo No. 395 del veintiséis de abril del mismo año, efectuó reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), estableciendo diversas disposiciones relacionadas con generación basada en fuentes de energía renovable no convencional:

Art. 67-E "(...) Las centrales de generación de fuente renovable de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otras, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considerará con costo variable de operación igual a cero, salvo las excepciones que para su efecto se establezcan en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (...).

Art. 67-K "(...) La capacidad firme de una unidad generadora de fuente renovable de energía no convencional, tal como biomasa, eólica, solar y otras, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario (...).

- IV. El Decreto Ejecutivo No. 15 de fecha veintiocho de enero de dos mil trece, publicado en el Diario Oficial No. 18, Tomo No. 398 de ese mismo día, efectuó reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad, estableciendo disposiciones relacionadas a los contratos de largo plazo respaldados con generación basada en fuentes de energía renovable no convencional:

Art. 86-B "(...) En el caso de las licitaciones destinadas a generación de fuente renovable no convencional en condiciones de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad, se podrán suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme. El suministro a contratar por el distribuidor, se basará en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual por cada proyecto (...).

Art. 86-D "(...) Para el caso de las licitaciones dirigidas exclusivamente a generación con fuentes renovables sin compromiso de capacidad firme, no se considerará un cargo por capacidad, por lo que los participantes deberán ofertar un único precio base de la energía, donde incluirán sus costos eficientes y su rentabilidad (...).

- V. A través del Acuerdo No. 132-E-2014 de fecha seis de marzo de dos mil catorce, el Superintendente aprobó modificaciones a las "Normas sobre contratos de largo plazo mediante procesos de libre concurrencia" relacionadas con los temas que se detallan a continuación:

- Mecanismos necesarios para validar las proyecciones de demanda que las distribuidoras presentan anualmente, así como los porcentajes de potencia asignados a cada una de las empresas distribuidoras participantes en una licitación y el respectivo volumen de potencia a licitar.
- Disposiciones para armonizar y dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto Ejecutivo No. 15, específicamente, en lo relacionado con los contratos de libre

conurrencia respaldados con generación renovable no convencional con posibilidad de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad.

- VI. La Gerencia de Electricidad de la SIGET, en coordinación con el Consejo Nacional de Energía (CNE) y la Unidad de Transacciones (UT), identificó las modificaciones necesarias al ROBCP para adaptar dicho reglamento a la introducción en el Mercado Mayorista de generación renovable no convencional, así como un nuevo tipo de contrato dirigido a generación renovable no convencional, en concordancia con las reformas al RLGE realizadas en los Decretos Ejecutivos Nos. 80 y 15 y las modificaciones a las “Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia”.

Las referidas modificaciones se clasificaron en cinco temas principales: Aspectos Comerciales, Despacho de la Generación, Cálculo de la Capacidad Firme, Requerimientos de Información y Normas Técnicas.

- VII. Mediante Acuerdo No. 286-E-2014 de fecha ocho de mayo de dos mil catorce, la Junta de Directores de la SIGET concedió un plazo de diez días hábiles para que la Unidad de Transacciones realizara las consultas pertinentes con los operadores del mercado y se pronunciara sobre las modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”, mencionadas en el Considerando anterior.

- VIII. Mediante nota de fecha catorce de mayo de dos mil catorce, el ingeniero Gregorio Antonio Ávila, en su calidad de Presidente de la Junta Directiva de la UT solicitó un plazo adicional de diez días hábiles para pronunciarse sobre las modificaciones al ROBCP.

- IX. Por medio de Acuerdo No. 299-E-2014 de fecha quince de mayo del presente año, la Junta de Directores de la SIGET acordó:

“1. Prorrogar a la Unidad de Transacciones el plazo conferido en el Acuerdo No. 286-E-2014, hasta el cinco de junio de este año;

2. Comisionar al Superintendente para que requiera a la sociedad DELSUR, en su calidad de distribuidora conductora de la licitación No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013, remitiera a los oferentes en el referido proceso, la propuesta de modificaciones al ROBCP, contenida en el Acuerdo No. 286-E-2014, a fin de que los mismos emitan sus observaciones y comentarios; la sociedad DELSUR, S.A. de C.V. deberá presentar a la SIGET las observaciones que reciba a más tardar el 5 de junio de 2014.”

- X. Mediante el Acuerdo No. 302-E-2014 de fecha dieciséis de mayo de dos mil catorce, se notificó a DELSUR, S.A. de C.V., lo dispuesto en el numeral 2 del acuerdo citado en el Considerando anterior.

- XI. Por medio de nota del cuatro de junio del presente año, el ingeniero Gregorio Antonio Ávila, en su calidad de Presidente de la Junta Directiva de la UT remitió a la SIGET, las observaciones a las propuestas de modificaciones al ROBCP contenidas en el Acuerdo No. 286-E-2014, las cuales se analizan a continuación agrupándolas en siguientes cinco temas:

1. Aspectos comerciales

- a) **Definición de unidades generadoras renovables no convencionales (GRNC).** La UT incorpora en la definición la característica del *comportamiento aleatorio* de la fuente de energía primaria y disposiciones de carácter comercial, tal y como se detalla a continuación:

“UNIDADES GENERADORAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: Unidades generadoras renovables cuya fuente de energía primaria tiene un comportamiento aleatorio, tales como eólica, solar, biomasa o mareomotriz. Si este tipo de generadores opera con Contratos de Libre Concurrencia adjudicados al 100%, no podrán hacer ningún otro tipo de transacción adicional al mismo; mientras que si estos generadores no poseen dichos contratos o están adjudicados parcialmente, la porción no incluida en Contratos de Libre Concurrencia operarán igual que el resto de generadores, es decir bajo las reglas contenidas en este Reglamento.”

La Gerencia de Electricidad considera que la característica de comportamiento aleatorio de las fuentes de energía primaria no es aplicable a todas las fuentes, como es el caso de la biomasa, que en algunos de sus orígenes, tiene un comportamiento predecible, por ejemplo el bagazo de caña, por lo cual no se recomienda incorporar tal característica a la definición (lo cual no restringe que alguna fuente de energía tenga un comportamiento aleatorio, por ejemplo la eólica).

El aspecto relevante que define a las unidades GRNC es la fuente de energía primaria, por lo que no se considera adecuado la incorporación de disposiciones de carácter comercial en la definición, particularmente sobre aspectos de *adjudicación total o parcial* de “Contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales”, más bien en dichos contratos es en donde se deben normar los aspectos de naturaleza comercial.

Por lo antes expuesto, la Gerencia de Electricidad recomienda la siguiente definición de unidades GRNC:

“UNIDADES GENERADORAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: Unidades generadoras renovables cuya fuente de energía primaria es eólica, solar, biomasa o mareomotriz.”

- b) **Definición de Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables No Convencionales.** La UT propone la siguiente definición:

“CONTRATOS DE LIBRE CONCURRENCIA RESPALDADOS CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: Son una variante de Contratos de Libre Concurrencia, cuya curva de suministro no es estandarizada y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Son transacciones físicas, según las cuales toda la energía inyectada por las unidades generadoras que respalden este tipo de contratos será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores luego de un proceso de licitación de contratos de libre concurrencia, por lo que no tendrán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales, lo que significa que las unidades generadoras adjudicadas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS. Los generadores con este tipo de contrato no podrán hacer ningún otro tipo de transacción adicional al mismo.”

En términos generales, la Gerencia de Electricidad considera que la UT ha incorporado ajustes que mejoran la conceptualización de este tipo de contratos, no obstante, la especificación que los PM generadores con este tipo de contratos no podrán hacer ningún otro tipo de transacción adicional al mismo, se considera *restrictiva*, por ejemplo, podría entenderse que el PM Generador no podrá realizar transacciones regionales de importación. Sin embargo, si el ajuste propuesto por la UT tiene por objeto establecer que el generador no podrá participar en ningún otro tipo de transacción adicional con la energía o capacidad firme de dichas unidades generadoras, la misma se ha tomado en cuenta en la definición que se detalla posteriormente.

Considerando lo señalado en el literal anterior, con relación a aspectos de adjudicación total o parcial de los “Contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales”, en la definición se ha precisado que las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, lo cual es consistente con el resto de modificaciones propuestas al ROBCP, y con el desarrollo de procesos de licitación destinados a generación renovable no convencional, así por ejemplo: Un lineamiento estratégico establecido por el CNE para la realización de la licitación DELSUR-CLP-RNV-001-2013, fue: *“f) La potencia mínima a ofertar por un proponente no podrá ser menor de 5 MW. Por razones económicas se adjudicará la totalidad de la oferta de un proyecto.”* Dicho lineamiento fue informado al Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones en fecha veintinueve de agosto de dos mil trece.

En consistencia con lo anterior, en las Bases de Licitación de la referida licitación, se dispuso en el numeral 28 que al Proponente *no se le permitía ofertar una fracción de la capacidad instalada de una unidad generadora.*

Por otra parte, en el caso que el Proponente decida instalar una potencia mayor a la adjudicada, la potencia adicional deberá instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente a la potencia que se utilizará como respaldo del contrato adjudicado, tal y como se estableció en el numeral 7.1.1 de las Bases de Licitación:

“7.1.1. COMPROMISO DE INSTALAR UNIDADES DE GENERACIÓN (...) En el caso que el proponente, en cualquier momento decida instalar una potencia mayor a la indicada en su oferta, dicha potencia adicional no deberá formar parte del contrato de suministro que se firme como producto de la presente licitación. En este sentido, la potencia adicional deberá instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente a la potencia que se utilizará como respaldo en la presente licitación. Por consiguiente, el proponente deberá tramitar con la UT códigos diferentes que identifiquen a las unidades de respaldo del contrato en referencia y a las unidades adicionales. (...)”

28. MECANISMO DE ADJUDICACIÓN

“(...) El Proponente deberá indicar un PECO y una Potencia a instalar Ofertada. La potencia a instalar ofertada deberá corresponder a unidades de generación completas, es decir, que no se podrá ofertar una fracción de la capacidad instalada de una unidad generadora. (...)”

Por lo anterior, la Gerencia de Electricidad no recomienda incluir las modificaciones propuestas por la UT que consideren una adjudicación parcial de la potencia, como la del numeral 2.1.1 del *Anexo 13 Medición Comercial*.

En razón de lo antes expuesto, la Gerencia de Electricidad recomienda la siguiente definición de “Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales”:

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

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

Valga aclarar que la “energía inyectada” por las unidades generadoras contratadas mediante procesos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales, es aquella que el PM entrega a la red de transmisión o distribución, o bien que ingresa a la red a través de un nodo de la Red de Transmisión Regional de conformidad con la definición de Energía Inyectada establecida en el *Capítulo 1 Glosario* del ROBCP. En todo caso, las pérdidas de transmisión de la generación que respalda este tipo de contratos serán remuneradas a través de los Csis, de la misma forma que para cualquier otro generador. En razón de lo explicado, se evidencia que la definición de “CONTRATOS DE LIBRE COMPETENCIA RESPALDADOS CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES” se encuentra en completa consistencia con lo que establece el artículo 16 de las “NORMAS SOBRE CONTRATOS DE LARGO PLAZO MEDIANTE PROCESOS DE LIBRE COMPETENCIA” aprobadas mediante el Acuerdo No. 132-E-2013.

c) **Observaciones de forma.** La UT realizó observaciones de forma a fin de clarificar la redacción de aspectos comerciales de los Contratos de Libre Competencia respaldados con Recursos Renovables No Convencionales. Observaciones relacionadas con:

- Los porcentajes obligatorios para desagregar la energía entre contratos y entre nodos.
- Que la energía contractual corresponda a toda la energía inyectada por el generador renovable no convencional.
- La asignación de una “capacidad firme contratada”.

La Gerencia de Electricidad considera procedentes los ajustes de forma señalados por la UT, por lo que se recomienda incorporarlos en las diferentes modificaciones al ROBCP, propuestas mediante el Acuerdo No. 286-E-2014.

2. Despacho de la generación

- a) **Prioridad en el despacho de las unidades GRNC.** En la propuesta de adición del numeral 3.1.10 del *Anexo 9 Cálculo del Precio del MRS*, remitida por la UT, se generaliza que el costo variable de las unidades GRNC es igual a cero, en lugar de referirse de forma explícita a unidades de generación que se basan en el uso de energía eólica, solar u otra, manteniéndose la concordancia con lo que establece el artículo 67-E del RLGE. No obstante, se incluye las excepciones que apliquen a generación con base en biomasa a fin de mantener la congruencia con las disposiciones del numeral 3.23 del Anexo 17 “*COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLE (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN*”.
- b) **Pronósticos de generación renovable no convencional.** Por parte de la UT, no hay observaciones en cuanto a tomar en cuenta en el predespacho los pronósticos de generación renovable no convencional. No obstante, para las acciones en tiempo real, la UT propone adicionar el numeral 13.3.4 en el *Capítulo 13 Operación en Tiempo Real*, en el cual se establece que todos los GRNC deben informar horariamente las mediciones de insumo primario y las proyecciones de generación para las siguientes cuatro horas, tal y como se detalla a continuación:

“13.3.4 Todos los PMs con generadores renovables no convencionales informarán a la UT, cada hora, las mediciones del insumo primario, las proyecciones de generación de las siguientes cuatro horas o cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT.”

- c) **Inyección de GRNC estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario.** La UT propone incorporar lo siguiente:

- Modificar el numeral 13.5.1 del *Capítulo 13 Operación en Tiempo Real*. En el caso de las unidades GRNC, salvo excepciones por razones de seguridad operativa o emergencia, la inyección a la red estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario. La propuesta se detalla a continuación:

“13.5.1 Cada PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultantes del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real. En el caso de los generadores renovables no convencionales, su inyección a la red estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario, a excepción que por razones de seguridad operativa o emergencia la UT solicite disminución de su generación por la desconexión total o parcial de sus equipos.”

- Adicionar el numeral 3.5 en el *Anexo 10 Operación en Tiempo Real*, en consistencia con el literal anterior; dado que la inyección de las unidades GRNC depende de la disponibilidad o aleatoriedad del recurso primario, no se deben considerar como incumplimientos de generación sus desviaciones respecto al predespacho. La adición es la siguiente:

“3.5 Para los generadores renovables no convencionales su inyección en tiempo real dependerá de la disponibilidad del recurso primario, por lo cual no se considerarán como incumplimientos de generación sus desviaciones respecto al predespacho. La UT podrá solicitar reducciones en su inyección por razones de seguridad operativa o emergencia en el Sistema de Potencia por la desconexión total o parcial de sus equipos.”

Luego de la revisión de las observaciones o adiciones informadas por la UT, la Gerencia de Electricidad considera que las mismas son adecuadas y se recomienda incorporarlas en las modificaciones propuestas al ROBCP, ya que tienen por objetivo que exista consistencia entre los distintos capítulos y anexos del ROBCP. Sin embargo, en el caso de la adición del numeral 13.3.4 al Capítulo 13, se recomienda que la UT entregue un informe a la Junta de Directores de la SIGET, en un plazo máximo de seis meses contados a partir del inicio de operación comercial en el Mercado Mayorista de la primera planta de generación con base en energía solar o eólica, en el que se evalúe el funcionamiento de la mencionada regla y si se ha detectado la necesidad de modificaciones; así como cualesquier otras observaciones o recomendaciones sobre la aplicación de las reglas relacionadas con generación renovable no convencional.

3. **Cálculo de la Capacidad Firme.** Respecto a la armonización, para la determinación de la capacidad firme para unidades GRNC, entre el *Capítulo 6 Capacidad Firme* y el procedimiento de cálculo contenido en el *Anexo 15 Determinación de la Capacidad Firme*, la UT no manifiesta observaciones conceptuales a las modificaciones propuestas mediante el Acuerdo No. 286-E-2014, no obstante, propone *diferenciar* los términos asociados a la capacidad firme contratada de un Contrato de Libre Concurrencia (CFC_c) de aquél que esté respaldado con unidades GRNC (CFC_{GRNC}). Asimismo, puntualmente incorpora ajustes al numeral 6.8.1 del Capítulo 6 para guardar la consistencia con el Anexo 15. Las observaciones propuestas se detallan a continuación:

- a) Modificar el numeral 6.8.1 del *Capítulo 6 Capacidad Firme* de la siguiente manera:

“6.8.1. La capacidad firme inicial de unidades generadoras renovables no convencionales, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario, calculada como la generación anual, en MEGAVATIOS HORA (MWh), dividida por OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA (8,760) horas. En caso de unidades generadoras renovables no convencionales nuevas

en el sistema, su capacidad firme inicial se determinará de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.4 del Anexo 15 de este Reglamento.”

- b) Modificar el numeral 7.1 del Anexo 15 *Determinación de la Capacidad Firme*, de la siguiente manera:

“7.1 Las transacciones de capacidad firme provisoria se expresan matemáticamente de la siguiente manera:

- a) Para inyecciones:

$$TCFI_p = \sum_{k \in p} CFpro_k - \sum_{c \in p} CFC_c - \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC}$$

- b) Para retiros:

$$TCFR_p = \sum_{c \in p} CFC_c + \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC} - DR_p$$

Donde:

$TCFI_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a inyecciones del PM “p” (MW).

$TCFR_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a retiros del PM “p” (MW)

$CFpro_k$: Capacidad Firme Provisoria asignada a la central hidroeléctrica, unidad generadora térmica, geotérmica, cogenerador, autoproducer, no convencional o contrato firme de Retiro Regional “k” cuyo titular es el PM “p” (MW).

CFC_c : Capacidad Firme Contratada del PM “p” mediante el Contrato de Libre Concurrencia “c” (MW).

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada del PM “p” mediante Contrato de Libre Concurrencia Respaldo con Recursos Renovables No Convencionales “cRNC” (MW), al cual se le asignará una Capacidad Firme Contratada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3 del presente Anexo.

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM “p” (MW).”

- c) Adicionar el numeral 7.3 al Anexo 15 *Determinación de la Capacidad Firme*, de la siguiente manera:

“7.3 Los “Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales” no tienen compromiso comercial de suministro ni pago de capacidad firme; no obstante lo anterior, a efectos únicamente de los cálculos de las transacciones de capacidad firme, se les asignará a cada uno de ellos una “Capacidad Firme Contratada” de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CFC_{cRNC} = \sum_{k \in q} CF_{proRNC_k} \times \%Participacion_{cRNC}$$

Donde:

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada asignada al Contrato de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no Convencionales "q" (MW).

CF_{proRNC_k} : Capacidad Firme Provisoria de cada unidad generadora "k" que forma parte del grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (MW).

$\%Participación_{cRNC}$: Porcentaje de participación de cada contrato "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (%). El porcentaje de participación es el mismo al que se hace referencia en el numeral 4.3.5 del Capítulo 04 "Mercado de Contratos" y que deberá estar especificado en cada contrato "c" de tal manera que la suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por el grupo de unidades generadoras "q" tiene que ser igual al ciento por ciento (100%)."

d) Modificar la letra h) del numeral 8.1 del Anexo 15 Determinación de la Capacidad Firme, de la siguiente manera:

"h) 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 generadoras renovables no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional. La Capacidad Firme Contratada asignada a los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales" se determinará con base en la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras renovables no convencionales que los respaldan."

Luego de la revisión de los ajustes propuestos por la UT tanto al numeral 6.8.1 del Capítulo 6 Capacidad Firme y numerales: 7.1 y 7.3 y letra h) del numeral 8.1 del Anexo 15 Determinación de la Capacidad Firme, la Gerencia de Electricidad considera que las propuestas de ajustes remitidas por la UT son adecuadas, en cuanto que se mantiene la propuesta conceptual de la modificación propuesta en el Acuerdo No. 286-E-2014, y cumplen con el objetivo de que exista consistencia entre las disposiciones del capítulo y anexo antes referido, por lo que recomienda que sean incluidas en las modificaciones propuestas al ROBCP.

4. **Requerimientos de Información.** Por una parte, la UT hizo ajustes de forma respecto a la adaptación de los formatos de entrega de información contenidos en los numerales 7.2.3.1, 7.3.3.6 y 7.3.3.8 del Anexo 6 Transacciones de Mercado

para incluir el caso de generación renovable no convencional, y por otra parte, al final de cada uno de los numerales 7.2.3.2, 7.3.3.7 y 7.3.3.8 del referido anexo, se adiciona la siguiente disposición:

“En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.”

La Gerencia de Electricidad considera que la misma es razonable y consistente con disposiciones equivalentes contenidas en el ROBCP, como es el caso del numeral 8.3.2 del *Capítulo 8 Programación Anual* que establece: *“En caso que la UT tenga objeciones o en ausencia de información proporcionada, la UT efectuará una estimación basándose en la información más reciente de que disponga, sin que implique responsabilidad alguna de su parte.”* No obstante lo anterior, se debe precisar que el envío de la información por parte del Participante de Mercado debe ser conforme a los plazos establecidos en el *Anexo 6 Transacciones de Mercado*, por lo que se recomienda incluir la disposición adicional propuesta por la UT en los numerales antes mencionados, de la siguiente manera:

- a) Modificar el numeral 7.2.3.2 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.2.3.2. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales, indicarán para cada una de las siguientes 52 semanas la disponibilidad proyectada de generación en MW que pondrán a disposición del Mercado Mayorista. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 2.1.1 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

- b) Modificar el numeral 7.3.3.7 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.3.3.7. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán la disponibilidad proyectada de generación en MW para la siguiente semana. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 3.3 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

- c) Modificar el numeral 7.4.3.8.1 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.4.3.8.1. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán para cada una de las 24 horas correspondientes al día a programar, la disponibilidad proyectada de generación en MW. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 4.2 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

Asimismo, la UT propuso modificaciones adicionales en el *Anexo 6 Transacciones de Mercado*, relacionados con información que deben suministrar los PMs: Autoproductores, Cogeneradores y Generadores con unidades renovables no convencionales. Las modificaciones son las siguientes:

- a) Modificar la letra d) del numeral 3.3 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

“d) Autoproductores, Cogeneradores y Generadores con unidades renovables no convencionales: declararán su disponibilidad proyectada de inyección y/o provisiones de retiro de energía.”

- b) Modificar en el numeral 4.2 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado”, el párrafo siguiente:

“• Hasta las ocho horas y treinta minutos (08:30) la UT recibe de los PMs la información de disponibilidad de la red, disponibilidad de generación de autoproduceres, cogeneradores y generadores con unidades renovables no convencionales, Precio del Combustible Puesto en Planta declarado, ofertas de oportunidad de retiro y transacciones bilaterales nacionales.”

De la revisión de las modificaciones adicionales de requerimiento de información propuestas por la UT, la Gerencia de Electricidad recomienda adoptarlas ya que las mismas tienen por objeto garantizar la consistencia en el ROBCP, tal y como la UT lo señala.

5. Normas Técnicas:

- a) **Estudio de impacto de agregación de generación renovable no convencional.** En las propuestas de modificación al ROBCP del Acuerdo No. 286-E-2014, se adicionó el numeral 3.5.7 del *Capítulo 3 Manejo de la Información*, a fin de establecer la obligación a la UT de realizar un estudio el *Estudio del Impacto en la Reserva Rodante Operativa por la inclusión de Unidades Generatoras Renovables No Convencionales en el Sistema*, y se propuso que el primer estudio que realice la UT sea presentado a la SIGET en junio del año dos mil quince. Respecto a la referida modificación, entre las observaciones remitidas por la UT están las siguientes:

- Se recomienda que la referida modificación se incorpore en el *Capítulo 17 Calidad y Seguridad Operativa del Sistema*, dado que es un estudio relacionado con la operación del sistema eléctrico, y no asociado al manejo o requerimientos de información entre la UT y los distintos PMs que operan en el Mercado Mayorista. Se añadiría el numeral 17.2.5 y los sub numerales del 17.2.5.1 al 17.5.2.4 en el *Capítulo 17 Calidad y Seguridad Operativa del Sistema*.
- Se incluyen consideraciones adicionales en los términos de referencia para la contratación de la consultoría especializada, tales como potencia requerida en licitaciones dirigidas a la instalación de proyectos de GRNC, proyectos GRNC existentes y los proyectos que hayan sido adjudicados en procesos de libre competencia.
- Respecto a los compromisos de transacciones regionales a tomar en cuenta en el referido estudio, la UT precisa que serán aquellos asociados a contratos firmes regionales.
- Se propone que el primer estudio sea presentado en junio de dos mil dieciséis, en vista de que en el presente año se finalizará el estudio coordinado por el CNE: "*Analysis of the Impact of the Integration of 100 MW of Non-Conventional Renewable Energy (PV/Wind) on the Spinning Reserve of the Electrical System of El Salvador*", y a fin de ser consistentes con la propuesta que el estudio se realice cada dos años.
- Se propone que los propietarios de los proyectos de GRNC a incluir en el estudio deberán proveer la información de las mediciones de la disponibilidad del insumo primario, la cual tendrá el carácter confidencial y deberá ser resguardada por el CNE y la SIGET.
- Se especifica que la consultoría se hará utilizando fondos incluidos en su presupuesto bajo el concepto de Consultorías Extraordinarias.

La Gerencia de Electricidad considera que los primeros tres puntos propuestos por la UT son adecuados, y recomienda que se incorporen en las modificaciones a realizar en el ROBCP. Respectos al resto de puntos a continuación se detallan las observaciones de la Gerencia de Electricidad:

- Es razonable que el primer estudio se presente en el dos mil dieciséis, no obstante, con el objeto de tener estudios actualizados del impacto de la incorporación de GRNC al sistema de potencia, y que éstos sean insumo para el definir la potencia requerida en futuros procesos de licitación dirigidos a dicho tipo de generación, entre otros aspectos, se recomienda:
 - i. El primer estudio debe ser presentado a la SIGET en marzo del dos mil dieciséis; para ello, en el segundo semestre de dos mil quince, la UT debe remitir a la SIGET los Términos de

Referencia y al menos un avance de la consultoría que finalizará en marzo de dos mil dieciséis.

- ii. Considerando que en octubre de dos mil dieciséis iniciarán la operación de los 94 MW de generación fotovoltaica adjudicados mediante la licitación DELSUR-CLP-RNV-001-2013, se recomienda actualizar el estudio del impacto por la inclusión de GRNC con información histórica disponible de al menos un año de funcionamiento de dichos proyectos de generación, en ese sentido, la UT deberá actualizar el estudio en el año dos mil diecisiete, y posteriormente presentarlos a la SIGET cada dos años.
- Para la realización de los referidos estudios se estima procedente la propuesta de la UT de establecer que los propietarios de los proyectos de GRNC entreguen la información de las mediciones de la disponibilidad del insumo primario, y que la misma tendrá el carácter confidencial. Por otra parte, la UT propone que dicha información debe ser resguardada por el CNE y la SIGET; al respecto debe aclararse que para un control eficiente de la cadena de custodia de la información, ésta debe ser resguardada por una sola Institución, que defina las restricciones de uso y condiciones de entrega de la misma. Por lo anterior, se recomienda que el resguardo de la información de las mediciones de la disponibilidad del insumo primario, entregada por los propietarios de los proyectos de generación sea resguardada únicamente por la SIGET.
 - Respecto a la propuesta de que la consultoría se realice utilizando fondos incluidos en su presupuesto, bajo el concepto de Consultorías Extraordinarias, se aclara que en la *METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y MERCADO MAYORISTA*, aprobada mediante el Acuerdo No. 792-E-2013, se establece el procedimiento para la aprobación por parte de la SIGET de los fondos relacionados con las Consultorías Extraordinarias. En tal metodología, la UT debe realizar gestiones ante la SIGET, a fin de justificar el gasto solicitado; en ese sentido la propuesta de precisar en el ROBCP el origen de los fondos de dicha consultoría bajo el concepto de Consultorías Extraordinarias, implicaría desatender a lo dispuesto en la metodología antes referida. Por lo anterior, no se recomienda la incorporación de la propuesta de la UT.

Respecto al numeral 17.2.5.4 se ha modificado la redacción propuesta por la UT, de forma tal que el interesado remita el estudio de impacto por la incorporación de GRNC a la UT y al CNE para observaciones, éstos remitirán al interesado sus observaciones y comentarios, con copia a la SIGET, respecto a la factibilidad de la interconexión de dichos proyectos de generación. Posteriormente, el interesado enviará a la SIGET, el informe que

incorpora las observaciones de la UT y el CNE. La redacción del numeral 17.2.5.4 que se recomienda es la siguiente:

17.2.5.4 Si dentro del período de dos años que transcurra entre estudios, existiera un generador renovable no convencional interesado en interconectarse al Sistema Eléctrico, dicho generador deberá presentar su solicitud de interconexión al PM propietario de la red a la cual se interconectará, quien informará sobre la misma a la SIGET.

En caso que la SIGET lo considere necesario, solicitará al interesado que realice un estudio indicativo que evalúe el impacto de la interconexión de sus unidades generadoras en la reserva rodante disponible del parque generador. El interesado remitirá dicho estudio al CNE y a la UT para observaciones y opinión respecto a la factibilidad de la interconexión, y luego de revisarlo y evaluarlo, enviarán sus opiniones técnicas al interesado con copia a la SIGET. El estudio revisado será presentado a la SIGET por el interesado.

Adicionalmente, la Gerencia de Electricidad considera que entre los aspectos a tomarse en cuenta en el estudio referido, deben incluirse las transacciones regionales no firmes, por ello recomienda adicionar, en similitud con lo establecido en el numeral 8.3.1.6 del Capítulo 8 del ROBCP, el siguiente ítem en el numeral 17.2.5.1 del *Capítulo 17 Calidad y Seguridad Operativa del Sistema*, propuesto por la UT:

- *Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER según la diferencias de costos marginales con los sistemas de los países interconectados o los resultados de la programación regional efectuada por el EOR considerando lo indicado en el numeral 7.8 del Capítulo 7 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar su estimación del intercambio en los Enlaces.*
- b) **Tiempo de liberación de falla.** Respecto a la recomendación de ETESAL, de la necesidad que los generadores renovables no convencionales que se interconecten al sistema estén equipados con el sistema LVRT (Low Voltage Ride Through), y que fue incluida en la adición del numeral 6.2.4 del *Anexo 12 Normas de Calidad y Seguridad Operativa del Sistema*, la UT precisa que aplica a generación *renovable* no convencional y por otra parte, que el tiempo de liberación de la falla debe responder *al menos* a la curva propuesta.

La Gerencia de Electricidad considera adecuadas los cambios propuestos por la UT, particularmente, en relación a la curva propuesta para operación del sistema LVRT de GRNC, la cual corresponde a "*Requerimientos para*

Interconexión de Aero generadores al Sistema Eléctrico Mexicano", norma emitida por la Comisión Federal de Electricidad de México. Cabe aclarar que la curva en referencia asociada a las distintas tecnologías o tipo de recurso renovable no convencional, puede ser diferente, por lo que es apropiada la flexibilización incluida por la UT, de que el tiempo de liberación de la falla debe responder *al menos* a la curva propuesta en el numeral 6.2.4 del *Anexo 12 Normas de Calidad y Seguridad Operativa del Sistema*.

- c) **Suministro de reactivos.** La UT remitió observaciones con el objeto de precisar que los GRNC tienen la obligación de aportar potencia reactiva en un rango de factor de potencia de 0.95 en atraso o en adelanto. No obstante, en aras de clarificar la redacción propuesta por la UT y a fin de eliminar ambigüedades en la interpretación de la disposición del numeral 12.3.4.3 del *Capítulo 12 Servicios Auxiliares*, la Gerencia de Electricidad recomienda la siguiente redacción:

"12.3.4.3 En la operación normal se considerará que la unidad generadora está obligada a aportar la potencia reactiva, sin remuneración, hasta la potencia reactiva que se entrega a factor de potencia nominal y a carga despachada. Los generadores renovables no convencionales deben aportar una potencia reactiva a un factor de potencia que pueda variar, de acuerdo con los requerimientos del Sistema, al menos dentro de un rango de factor de potencia de 0.95 p.u. en atraso o en adelanto, según su curva de operación."

6. **Modificaciones adicionales.** La UT remitió modificaciones adicionales al ROBCP con el objeto de mantener la consistencia de dicho reglamento. Algunas modificaciones han sido mencionadas en los numerales anteriores de este considerando, el resto de las mismas son las siguientes:

- a) Modificar el numeral 2.1 del Anexo 4 "Precios de los Combustibles" de la siguiente manera:

"2.1 Los PMs con obligaciones en este Anexo son: el PM Generador con recursos de generación térmicos, los cogeneradores y/o Autoproductores. No se incluyen a las unidades geotérmicas ni a los Generadores con unidades renovables no convencionales, ya que sus costos variables de combustible son considerados igual a cero. Asimismo quedarán excluidas aquellas unidades generadoras que operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles nulos."

- b) Modificar los numerales 6 y 6.1 del Anexo 4 "Precios de los Combustibles" de la siguiente manera:

"6 Unidades Geotérmicas y Generadores con unidades renovables no convencionales"

6.1. Los costos variables de combustible de las unidades geotérmicas y generadores con unidades renovables no convencionales serán considerados igual a cero."

La Gerencia de Electricidad considera adecuada la modificación, sin embargo, se recomienda incluir la excepción que el costo variable de combustible de las unidades generadores que operen con biomasa puede ser distinto de cero, si éstas así lo reportan. La redacción del numeral 6.1 que se recomienda es la siguiente:

"6.1. Los costos variables de combustible de las unidades geotérmicas y generadores con unidades renovables no convencionales serán considerados igual a cero, salvo aquellas unidades generadoras que operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles diferentes de cero."

- c) Modificar los numerales 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3 del Anexo 11 "Servicios Auxiliares" de la siguiente manera:

"2.3.1 Tener instalado un sistema de regulación de la frecuencia que es comúnmente llamado gobernador de velocidad, ya sea digital o electromecánico. Para los generadores renovables no convencionales, deberán implementar las estrategias de control primario de frecuencia de tal forma de cumplir con lo establecido en el numeral 12.5 del Capítulo 12 Servicios Auxiliares de este Reglamento.

2.3.2. El gobernador de velocidad o los mecanismos utilizados por generadores renovables no convencionales para regulación primaria de frecuencia, deben controlar la frecuencia todo el tiempo y tener ajustado los siguientes parámetros según lo indique la UT:

- a. Banda muerta de frecuencia*
- b. Porcentaje de regulación de velocidad o la curva de respuesta en frecuencia para generadores renovables no convencionales.*
- c. Adicionalmente, los PMs Generadores deben presentar a la UT toda la información técnica que permita el modelaje de su equipo de regulación de frecuencia.*

2.3.3. La UT podrá realizar pruebas de supervisión de los PM generadores para determinar el cumplimiento con el servicio de regulación primaria de frecuencia."

- d) Modificar el 2.3 del Anexo 16 *Curvas de Consumo de Calor y Otros Parámetros Técnicos*, de la siguiente manera:

"2.3 Para aquellas unidades cuyo costo variable combustible sea considerado igual a cero, tales como unidades Geotérmicas y Unidades Renovables no Convencionales, no se requerirá la realización de los ensayos contemplados en el presente anexo."

- e) Modificar el numeral 3.23 del *Anexo 17 Costos Variables de Operación y Mantenimiento No Combustible (CVNC) y Costos de Arranque y Detención*, de la siguiente manera:

“3.23 Para aquellas unidades o GGP’s que operan con base en energía renovables no convencionales o 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 GGP’s la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.”

De la revisión de las modificaciones adicionales propuestas por la UT, la Gerencia de Electricidad concuerda con ésta, en el sentido que las mismas tienen por objeto que haya consistencia en las disposiciones contenidas en el ROBCP, por lo que recomienda que formen parte de las modificaciones que debe aprobar la Junta de Directores de la SIGET, pero con los cambios sugeridos por la Gerencia de Electricidad. Únicamente se debe efectuar una modificación a la regla 2.3.3. del Anexo 11 del ROBCP, en el sentido de que la supervisión del funcionamiento del servicio de regulación primaria de frecuencia no debe ser una actividad de carácter opcional para la UT, sino una obligación.

- XII. En fecha cinco de junio de dos mil catorce, DELSUR, S.A. de C.V. remitió las observaciones recibidas por parte de los oferentes: FRV Solar El Salvador, Ltda de C.V., Sun Edison Mexico, S. de R.L. de C.V. y Claremont Energy Development El Salvador, LLC, que participaron en la licitación No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013.

Del análisis de las observaciones remitidas por los oferentes FRV Solar, Sun Edison y Claremont Energy, la Gerencia de Electricidad determinó que la mayoría de ellas han sido incorporadas en las modificaciones al ROBCP detalladas en el Considerando anterior.

- XIII. En virtud del análisis efectuado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, esta Junta de Directores considera procedente aprobar las modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”, propuestas mediante el Acuerdo No. 286-E-2014, incorporando las adecuaciones detalladas en el Considerando XI del presente Acuerdo, así como las modificaciones adicionales propuestas por la Unidad de Transacciones, contenidas en el numeral 6 del considerando antes referido.

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

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

- i. Adicionar en orden alfabético las siguientes definiciones al Capítulo 1 “Glosario”, de la siguiente manera:

CONTRATOS DE LIBRE CONCURRENCIA O CONTRATOS DE LARGO PLAZO: Son aquéllos que se adjudican y suscriben a través de procesos de libre concurrencia o procedimientos licitatorios supervisados por la SIGET mediante el cual una distribuidora efectúa una convocatoria pública, transparente y no discriminatoria a todo oferente interesado en que se le adjudique el suministro de potencia y energía. La curva de suministro de estos contratos es estandarizada e implican un compromiso de capacidad firme, excepto en el caso de los “Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales”.

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

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

UNIDADES GENERADORAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: Unidades generadoras renovables cuya fuente de energía primaria es eólica, solar, biomasa o mareomotriz.

- ii. Adicionar el numeral 4.3.5 al Capítulo 04 “Mercado de Contratos” de la siguiente manera:

4.3.5 En los Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales que tengan un mismo respaldo de generación, estará especificado el porcentaje con que cada contrato participa en la totalidad de la generación de respaldo. Asimismo, para cada contrato los distribuidores informarán a la UT los porcentajes de desagregación de la energía que deberán aplicarse por cada nodo de retiro.

La forma de desagregación de la energía deberá estar incluida en los documentos contractuales, que deberán ser remitidos a la UT antes de la vigencia de los mismos. La UT realizará la conciliación de la energía del contrato de acuerdo con los documentos remitidos por los distribuidores.

- iii. Modificar el numeral 4.4.3 del Capítulo 04 “Mercado de Contratos” de la siguiente manera:

4.4.3. Cada transacción de contrato debe indicar las inyecciones y retiros como cantidades específicas de energía, sin que puedan condicionarse a algún otro valor, tales como una inyección definida como un porcentaje de la energía que retira de la red el receptor o un retiro definido como un porcentaje de la inyección total que resulte para el PM Generador, salvo por lo indicado en el numeral 4.4.6.

- iv. Adicionar el numeral 4.4.6 en el Capítulo 04 “Mercado de Contratos” de la siguiente manera:

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

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

Las unidades generadoras asociadas con los “Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales”, estarán comprometidas en su totalidad en esos contratos, por lo que no podrán participar en ningún otro tipo de transacción adicional con la energía o capacidad firme de dichas unidades generadoras.

- v. Modificar el numeral 6.8.1 del Capítulo 06 “Capacidad Firme” de la siguiente manera:

6.8.1. La capacidad firme inicial de unidades generadoras renovables no convencionales, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario, calculada como la generación anual, en MEGAVATIOS HORA (MWh), dividida por OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA (8,760) horas. En caso de unidades generadoras renovables no convencionales nuevas en el sistema, su capacidad firme inicial se determinará de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4 del Anexo 15 de este Reglamento.

- vi. Modificar la letra f) del numeral 8.3.1.1 del Capítulo 08 “Programación Anual” de la siguiente manera:
 - f) Otras unidades de generación renovable no convencional (capacidad total mayor o igual que 5 MW): potencia máxima neta, disponibilidad proyectada (MW) en etapas semanales, restricciones de operación y tasa de salida forzada.
- vii. Adicionar las letras k y l al numeral 9.3.1 del Capítulo 09 “Programación Semanal” de la siguiente manera:
 - k) Pronóstico determinístico de la generación horaria por unidad de acuerdo con los datos de vientos en etapas horarias.
 - l) Pronósticos determinístico de la generación horaria por unidad de acuerdo con los datos de irradiación solar en etapas horarias.
- viii. Modificar el numeral 10.1.5 del Capítulo 10 “Programación Diaria o Predespacho” de la siguiente manera:

10.1.5. El predespacho nacional inicial se realiza como un despacho hidro-térmico con unidades térmicas, geotérmicas, hidroeléctricas y renovables no convencionales. Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizará la función del costo futuro en función del volumen al final de la semana. Para las centrales hidroeléctricas de pasada, en el predespacho se programan con una generación horaria con base en el resultado de la programación semanal, realizando los ajustes que correspondan por una diferencia en el afluente o cambios en la forma de la demanda. Para las centrales de generación con base en energías renovables no convencionales, el predespacho se programará con base en los pronósticos horarios de energía proporcionados por el propietario de la central. El predespacho nacional definitivo considerará las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR como se indica en el numeral 11.5 del presente Reglamento.
- ix. Modificar el numeral 12.3.4.3 del Capítulo 12 “Servicios Auxiliares” de la siguiente manera:

12.3.4.3 En la operación normal se considerará que la unidad generadora está obligada a aportar la potencia reactiva, sin remuneración, hasta la potencia reactiva que se entrega a factor de potencia nominal y a carga despachada. Los generadores renovables no convencionales deben aportar una potencia reactiva a un factor de potencia que pueda variar, de acuerdo con los requerimientos del Sistema, al menos dentro de un rango de factor de potencia de 0.95 p.u. en atraso o en adelanto, según su curva de operación.
- x. Modificar el numeral 12.5.2.2 del Capítulo 12 “Servicios Auxiliares” de la siguiente manera:

12.5.2.2. Todo PM Generador debe informar a la UT los parámetros del gobernador de cada unidad generadora, de acuerdo al formato definido en el Anexo Información Técnica del Sistema. Para los PMs que posean generadores renovables no

convencionales, deberán informar los parámetros de los equipos utilizados para la regulación primaria de frecuencia.

- xi. Agregar el numeral 13.3.4 del Capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” de la siguiente manera:

13.3.4 Todos los PMs con generadores renovables no convencionales informarán a la UT, cada hora, las mediciones del insumo primario, las proyecciones de generación de las siguientes cuatro horas o cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT.

- xii. Modificar el numeral 13.5.1 del Capítulo 13 “Operación en Tiempo Real” de la siguiente manera:

13.5.1 Cada PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultantes del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real. En el caso de los generadores renovables no convencionales, su inyección a la red estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario, a excepción que por razones de seguridad operativa o emergencia la UT solicite disminución de su generación por la desconexión total o parcial de sus equipos.

- xiii. Adicionar el numeral 17.2.5 al Capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativa del Sistema” de la siguiente manera:

17.2.5 Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema.

17.2.5.1 La UT gestionará cada dos años una consultoría especializada que contemple un estudio indicativo sobre el impacto por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencional en la reserva rodante disponible del parque generador, en el cual contará con la colaboración del CNE, y presentará los resultados de la misma a la Junta de Directores de la SIGET a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponda realizar dicho estudio, con copia al CNE y a todos los PMs. Dicho estudio considerará entre otros aspectos los siguientes:

- Los efectos en la seguridad operativa y en la operación del sistema, por la inclusión en el parque generador de nuevas unidades generadoras renovables no convencionales que tienen un comportamiento aleatorio en el suministro de energía a la red, que pudieran ser incorporadas en los dos años posteriores al estudio.
- Cambios previstos en el parque generador, basado en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación elaborado por el CNE, quien incluirá mediciones y/o estimaciones de la disponibilidad del insumo primario para los generadores renovables no convencionales.
- El plan de expansión de la transmisión elaborado por ETESAL.

- Los compromisos de Transacciones Regionales, por medio de contratos firmes en el MER vigentes.
- Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER según la diferencias de costos marginales con los sistemas de los países interconectados o los resultados de la programación regional efectuada por el EOR considerando lo indicado en el numeral 7.8 del Capítulo 7 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar su estimación del intercambio en los Enlaces.
- La potencia requerida en los procesos de libre concurrencia convocados por las empresas distribuidoras, dirigidos al desarrollo o instalación de nueva generación renovable no convencional, que se tengan proyectados desarrollar en los dos años posteriores al estudio.
- La potencia de proyectos de generación renovable no convencional, adjudicados como producto de licitaciones y proyectos existentes de generación renovable no convencional que presenten aleatoriedad en el recurso primario.

17.2.5.2 En los términos de referencia para la contratación de la consultoría especializada, por parte de la UT, deberá considerarse lo siguiente:

- Los propietarios de los proyectos de generación renovable no convencional a incluir en el estudio deberán proveer la información de las mediciones de la disponibilidad del insumo primario. Dicha información deberá tener el carácter confidencial y deberá ser resguardada por la SIGET.
- El horizonte del estudio será de cinco (5) años.

17.2.5.3 Si el estudio indicativo sobre la reserva rodante contratado por la UT determina que existe riesgo en la seguridad operativa, por la inclusión de las nuevas unidades generadoras renovables no convencionales, el mismo establecerá las limitantes para su inclusión en el periodo considerado. Luego de revisar y evaluar el estudio, la Junta de Directores de la SIGET aprobará mediante acuerdo, las limitantes que deben considerarse para la inclusión de nuevas unidades generadoras renovables no convencionales.

17.2.5.4 Si dentro del período de dos años que transcurra entre estudios, existiera un generador renovable no convencional interesado en interconectarse al Sistema Eléctrico, dicho generador deberá presentar su solicitud de interconexión al PM propietario de la red a la cual se interconectará, quien informará sobre la misma a la Junta de Directores de la SIGET.

En caso que la Junta de Directores de la SIGET lo considere necesario, solicitará al interesado que realice un estudio indicativo que evalúe el impacto de la interconexión de sus unidades generadoras en la reserva rodante disponible del parque generador. El interesado remitirá dicho estudio al CNE y a la UT para observaciones y opinión respecto a la factibilidad de la interconexión, y luego de revisarlo y evaluarlo, enviarán sus opiniones técnicas al interesado con copia a la Junta de Directores de la SIGET. El estudio revisado será presentado a la Junta de Directores de la SIGET por el interesado.

- xiv. Modificar el numeral 2.1 del Anexo 4 “Precios de los Combustibles” de la siguiente manera:
- 2.1 Los PMs con obligaciones en este Anexo son: el PM Generador con recursos de generación térmicos, los cogeneradores y/o Autoproductores. No se incluyen a las unidades geotérmicas ni a los Generadores con unidades renovables no convencionales, ya que sus costos variables de combustible son considerados igual a cero. Asimismo quedarán excluidas aquellas unidades generadoras que operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles nulos.
- xv. Modificar los numerales 6 y 6.1 del Anexo 4 “Precios de los Combustibles” de la siguiente manera:
6. Unidades Geotérmicas y Generadores con unidades renovables no convencionales
- 6.1. Los costos variables de combustible de las unidades geotérmicas y generadores con unidades renovables no convencionales serán considerados igual a cero, salvo aquellas unidades generadoras que operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles diferentes de cero.
- xvi. Modificar la letra d) del numeral 3.3 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:
- d) Autoproductores y Generadores con unidades renovables no convencionales: declararán su disponibilidad proyectada de inyección y/o previsiones de retiro de energía.
- xvii. Modificar en el el numeral 4.2 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” el párrafo siguiente:
- Hasta las ocho horas y treinta minutos (08:30) la UT recibe de los PMs la información de disponibilidad de la red, disponibilidad de generación de autoproductores, cogeneradores y generadores con unidades renovables no convencionales, Precio del Combustible Puesto en Planta declarado, ofertas de oportunidad de retiro y transacciones bilaterales nacionales.
- xviii. Modificar el formato para [DISPONIBILIDAD PREVISTA DE AUTOPRODUCTORES Y COGENERADORES] del numeral 7.2.3.1 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

[DISPONIBILIDAD PREVISTA DE AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Año	Semana	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Real, dos decimales

- xix. Modificar el numeral 7.2.3.2 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.2.3.2. Los Autoprodutores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales, indicarán para cada una de las siguientes 52 semanas la disponibilidad proyectada de generación en MW que pondrán a disposición del Mercado Mayorista. En el caso que un Cogenerador o Autoprodutor no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 2.1.1 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

- xx. Modificar el formato para [DISPONIBILIDAD PREVISTA SEMANAL DE AUTOPRODUCTORES Y COGENERADORES] del numeral 7.3.3.6 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

[DISPONIBILIDAD PREVISTA SEMANAL DE AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Fecha	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Fecha (dd-mm-yy)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales

- xxi. Modificar el numeral 7.3.3.7 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.3.3.7. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán la disponibilidad proyectada de generación en MW para la siguiente semana. En el caso que un Cogenerador o Autoprodutor no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 3.3 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

- xxii. Modificar el formato para [DISPONIBILIDAD DIARIA PREVISTA DEL AUTOPRODUCTOR Y COGENERADOR] del numeral 7.4.3.8 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

[DISPONIBILIDAD DIARIA PREVISTA DEL AUTOPRODUCTOR, COGENERADOR Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, dos decimales

- xxiii. Modificar el numeral 7.4.3.8.1 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

7.4.3.8.1. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán para cada una de las 24 horas correspondientes al día a programar, la disponibilidad proyectada de generación en MW. En el caso que un Cogenerador o Autoprodutor no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 4.2 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

- xxiv. Insertar el numeral 3.1.10 en el numeral 3.1 “COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN” del Anexo 09 “CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS”, de la siguiente manera:

3.1.10 El costo variable de las unidades generadoras que se basan en el uso de energía renovable no convencional es igual a cero, salvo las excepciones que apliquen a generación con base en biomasa.

- xxv. Actualizar la numeración sustituyendo el anterior 3.1.10 por 3.1.11 y así sucesivamente hasta llegar al numeral 3.1.15.

- xxvi. Adicionar el numeral 3.5 en el Anexo 10 “Operación en Tiempo Real” de la siguiente manera:

3.5 Para los generadores renovables no convencionales su inyección en tiempo real dependerá de la disponibilidad del recurso primario, por lo cual no se considerarán como incumplimientos de generación sus desviaciones respecto al predespacho. La UT podrá solicitar reducciones en su inyección por razones de seguridad operativa o emergencia en el Sistema de Potencia por la desconexión total o parcial de sus equipos.

- xxvii. Modificar los numerales 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3 del Anexo 11 “Servicios Auxiliares” de la siguiente manera:

2.3.1 Tener instalado un sistema de regulación de la frecuencia que es comúnmente llamado gobernador de velocidad, ya sea digital o electromecánico. Para los generadores renovables no convencionales, deberán implementar las estrategias de control primario de frecuencia de tal forma de cumplir con lo establecido en el numeral 12.5 del Capítulo 12 Servicios Auxiliares de este Reglamento.

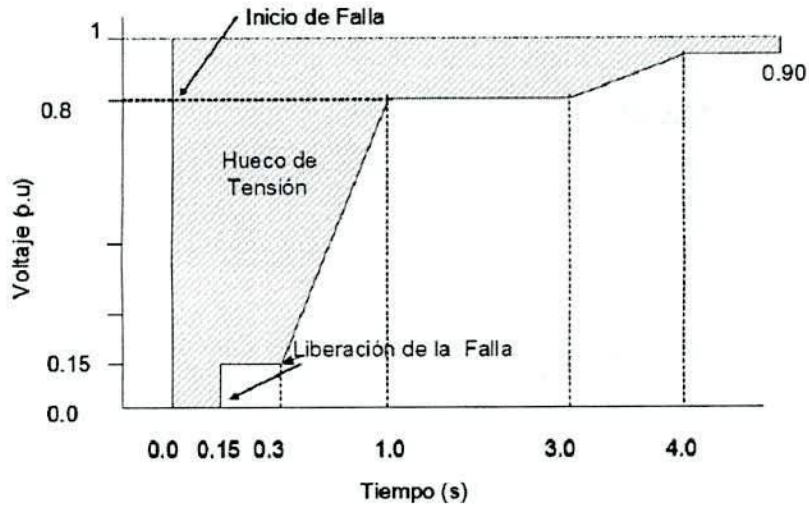
2.3.2. El gobernador de velocidad o los mecanismos utilizados por generadores renovables no convencionales para regulación primaria de frecuencia, deben controlar la frecuencia todo el tiempo y tener ajustado los siguientes parámetros según lo indique la UT:

- a) Banda muerta de frecuencia.
- b) Porcentaje de regulación de velocidad o la curva de respuesta en frecuencia para generadores renovables no convencionales.
- c) Adicionalmente, los PMs Generadores deben presentar a la UT toda la información técnica que permita el modelaje de su equipo de regulación de frecuencia.

2.3.3. La UT deberá supervisar y realizar pruebas a los PM generadores para determinar el cumplimiento con el servicio de regulación primaria de frecuencia.

- xxviii. Adicionar el numeral 6.2.4 al Anexo 12 “Normas de Calidad y Seguridad Operativa del Sistema”, de la siguiente manera:

6.2.4 El tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales deberá responder al menos a la curva adjunta.



xxix. Modificar los numerales 7.1 y 7.2 del Anexo 15 “Determinación de la capacidad firme”, de la siguiente manera:

7.1 Las transacciones de capacidad firme provisoria se expresan matemáticamente de la siguiente manera:

a) Para inyecciones:

$$TCFI_p = \sum_{k \in p} CFpro_k - \sum_{c \in p} CFC_c - \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC}$$

b) Para retiros:

$$TCFR_p = \sum_{c \in p} CFC_c + \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC} - DR_p$$

Donde:

$TCFI_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a inyecciones del PM “p” (MW).

$TCFR_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a retiros del PM “p” (MW)

$CFpro_k$: Capacidad Firme Provisoria asignada a la central hidroeléctrica, unidad generadora térmica, geotérmica, cogenerador, autoprodutor, no convencional o contrato firme de Retiro Regional “k” cuyo titular es el PM “p” (MW).

CFC_c : Capacidad Firme Contratada del PM "p" mediante el Contrato de Libre Concurrencia "c" (MW).

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada del PM "p" mediante Contrato de Libre Concurrencia Respaldo con Recursos Renovables No Convencionales "cRNC" (MW), al cual se le asignará una Capacidad Firme Contratada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3 del presente Anexo.

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM "p" (MW).

7.2 En todos los casos, las transacciones de capacidad firme resultantes serán valorizadas al "cargo por capacidad" vigente establecido por la SIGET.

xxx. Adicionar el numeral 7.3 al Anexo 15 "Determinación de la Capacidad Firme", de la siguiente manera:

7.3 Los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales" no tienen compromiso comercial de suministro ni pago de capacidad firme; no obstante lo anterior, a efectos únicamente de los cálculos de las transacciones de capacidad firme, se les asignará a cada uno de ellos una "Capacidad Firme Contratada" de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CFC_{cRNC} = \sum_{k \in q} CF_{proRNC_k} \times \%Participación_{cRNC}$$

Donde:

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada asignada al Contrato de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no Convencionales "q" (MW).

CF_{proRNC_k} : Capacidad Firme Provisoria de cada unidad generadora "k" que forma parte del grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (MW).

$\%Participación_{cRNC}$: Porcentaje de participación de cada contrato "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (%). El porcentaje de participación es el mismo al que se hace referencia en el numeral 4.3.5 del Capítulo 04 "Mercado de Contratos" y que deberá estar especificado en cada contrato "c" de tal manera que la suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por el grupo de unidades generadoras "q" tiene que ser igual al ciento por ciento (100%).

xxxi. Modificar la letra h) del numeral 8.1 del Anexo 15 "Determinación de la Capacidad Firme", de la siguiente manera:

h) 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 generadoras renovables no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional. La Capacidad Firme Contratada asignada a los “Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales” se determinará con base en la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras renovables no convencionales que los respaldan.

- xxxii. Modificar el numeral 2.3 del Anexo 16 “Curvas de Consumo de Calor y Otros Parámetros Técnicos “ de la siguiente manera:

2.3 Para aquellas unidades cuyo costo variable combustible sea considerado igual a cero, tales como unidades Geotérmicas y Unidades Renovables no Convencionales, no se requerirá la realización de los ensayos contemplados en el presente anexo.

- xxxiii. Modificar el numeral 3.23 del Anexo 17 “COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLE (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCION” de la siguiente manera:

3.23 Para aquellas unidades o GGP's que operan con base en energía renovables no convencionales 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 GGP's la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.

2. Requerir a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. que el primer estudio a que hace referencia el numeral 17.2.5 del Capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativa del Sistema” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”, aprobado mediante el presente acuerdo, deberá presentarlo a la SIGET en marzo de dos mil dieciséis; para ello, en el segundo semestre de dos mil quince, la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. deberá remitir a la SIGET los Términos de Referencia y al menos un avance de la consultoría que finalizará en marzo de dos mil dieciséis. Asimismo, la Unidad de Transacciones deberá actualizar el estudio antes referido con información histórica disponible, de al menos un año, del funcionamiento de los proyectos de generación renovable no convencional que fueron adjudicados mediante la licitación DELSUR-CLP-RNV-001-2013 u otros que estén participando en el Mercado Mayorista, por lo que dicho Administrador del Mercado deberá presentar el referido estudio a la SIGET en el año dos mil diecisiete, y posteriormente lo hará cada dos años en el plazo definido en el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”;
3. Instruir a la UT que, en un plazo máximo de seis meses contados a partir del inicio de operación comercial en el Mercado Mayorista de la primera planta de generación con base en energía solar o eólica, remita un informe a la Junta de Directores de la SIGET en el que se evalúe el funcionamiento de la regla 13.3.4 del Capítulo 13 del

Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción y si se ha detectado la necesidad de modificaciones; así como cualesquier otras observaciones o recomendaciones sobre la aplicación de las reglas relacionadas con generación renovable no convencional.

4. Notificar. “““B N Coto Estrada””””“R.AtanacioC.””””“Ilegible””””“FCM””””“Rubricadas”””””.



Atentamente,

J. Gilberto Cruz Olmedo
Gerente de Electricidad