

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2011/ama

29 de julio de 2011

Ingeniero
Marvin Hernández Pocasangre
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	29/07/2011
HORA	4:38 pm
Recibido por	Beatriz
Clave/Archivo	SIGET-615

Estimado Ingeniero Hernández:

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

ACUERDO No. 370-E-2011

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las diez horas con treinta minutos del día veintinueve del mes de julio del año dos mil once.

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 resolvió lo siguiente:

""En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- I. Aprobar el **REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN**, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo. La UT dispondrá de seis meses contados a partir de la fecha de publicación de este Acuerdo para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que se requieran.
- II. Otorgar a la UT un plazo de nueve meses contados a partir de la fecha en que se publique el **REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN**, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que, conforme al referido Reglamento, requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Desde la publicación del nuevo Reglamento de Operación hasta el término de los nueve meses antes señalados, la operación del sistema se realizará utilizando los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así como valores basados en

antecedentes internacionales, según esté dispuesto en el Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la UT previa aprobación de la SIGET.

- III. *Durante el período que transcurra hasta la aplicación del modelo de despacho basado en costos de producción, la UT deberá continuar rigiéndose por el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA.*
 - IV. *Publicar el presente Acuerdo y su Anexo, el día uno de julio de dos mil nueve, a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación de los aspectos señalados en los romanos I y II de la parte resolutive del presente Acuerdo y de los asuntos indicados en el Considerando XVII.3;*
 - V. *El REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el Diario Oficial, para los efectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en los romanos I y II de la parte resolutive del presente acuerdo.”””*
- II. Por medio del Acuerdo No. 174-E-2009 de fecha veinticinco de junio de dos mil nueve, se modificó el romano IV del Acuerdo No. 232-E-2008, en el sentido que dicho Acuerdo y su Anexo, que contiene el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP), debían ser publicados a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve, fecha en la cual se efectuó la publicación en referencia.
 - III. El inciso último del artículo 67 N del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que las disposiciones del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción *“entrarán en vigencia una vez establecida la condición a que se refiere el artículo 67A del presente Reglamento y en la fecha específica que la SIGET determine en la oportunidad, debiendo ser publicado al efecto”.*
 - IV. 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 ROBCP debía ser el uno de agosto de dos mil once. Asimismo, el ROBCP y sus anexos completos ha sido publicado nuevamente en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 392, correspondiente al día veintidós de julio del corriente año.
 - V. Mediante el Acuerdo No. 342-E-2011 de fecha catorce de julio del año dos mil once, se remitieron a la Unidad de Transacciones (UT) lineamientos generales con base en los cuales ésta debía elaborar y proponer a la SIGET, en un plazo de cinco días hábiles, las disposiciones transitorias para habilitar el inicio de aplicación del ROBCP.

Asimismo, en el Romano II de la parte resolutive, se estableció:

“A fin de optimizar el tiempo disponible previo a la aplicación del ROBCP, en el caso de elementos adicionales identificados por la UT, que no se encuentren previstos en los lineamientos antes indicados, dicha entidad deberá presentar para su aprobación, en el mismo plazo conferido en el numeral precedente, la respectiva propuesta de solución”.

Posteriormente, por medio de nota del dieciocho de julio de dos mil once, la UT solicitó una prórroga de dos días hábiles, la cual se le concedió mediante el Acuerdo No. 358-E-2011 de fecha veintidós de julio de dos mil once.

- VI. En cumplimiento de lo establecido en los Acuerdos No. 342-E-2011 y No. 358-E-2011, el Ingeniero Marvin Hernández Pocasangre, Presidente de la Junta Directiva de la UT, remitió nota, el veintiséis de julio de dos mil once, en la que expresó:

““““(...) anexamos las modificaciones identificadas al ROBCP propuestas por nuestra sociedad, que permiten viabilizar la entrada en vigencia de dicho Reglamento. En este sentido el documento está dividido en cuatro partes:

- a) Las disposiciones que permiten el inicio del Mercado, pero que no deben de estar como parte integrante del Reglamento, ya que son condiciones previas al inicio del mismo;
- b) Las disposiciones que permiten el inicio del Mercado, que deben de estar como parte integrante del Reglamento;
- c) Algunas normas que tienen una transitoriedad en un período de tiempo definido, mientras se actualizan parámetros por medio de estudios o se compatibilizan con transitorios de otras normativas; y
- d) Reglas de carácter permanente que se encontraban en el actual Reglamento de precios y que son necesarias para mantener la congruencia regulatoria.

””””

Asimismo, en lo concerniente al lineamiento proporcionado por la SIGET sobre el valor de la Unidad de Racionamiento Forzado (URF), manifestó que lo consideraba inconveniente para la Industria Eléctrica, por lo que presentó, dentro de su propuesta, un procedimiento alternativo.

VII. Después de la revisión de la propuesta de disposiciones transitorias y de modificaciones al ROBCP remitida por la UT a través de su nota del día veintiséis de julio de dos mil once; la Gerencia de Electricidad de la SIGET, con el apoyo de la Unidad de Asesoría Jurídica, expresó las siguientes valoraciones:

1. La UT propone que se incorporen dentro del texto del ROBCP, distintos tipos de disposiciones transitorias cuya finalidad es regular algunos aspectos relacionados con el inicio de la aplicación de dicho Reglamento. Dado que tales disposiciones son de carácter transitorio y, por consiguiente, en su oportunidad dejarán de tener eficacia jurídica, se considera conveniente que las mismas se encuentren contenidas en un cuerpo normativo separado pero complementario al ROBCP. Por lo anterior se recomienda realizar adecuaciones a la redacción de las disposiciones transitorias propuestas por la UT, en el sentido de constituir una normativa separada del ROBCP. Dicha normativa se encontrará vigente mientras subsista la eficacia de las respectivas disposiciones.
2. En cuanto al procedimiento para el despacho de unidades generadoras con costos variables mayores que el valor de la URF, la UT propone definir un parámetro a ser utilizado en los modelos que se emplearán para la programación de la operación que refleje el valor económico de la Energía No Servida para fines de la planificación de mediano y corto plazo; que se calcularía semanalmente, de acuerdo con la actualización de los costos variables por la variación de los precios de combustible y que se calcularía como: el máximo costo variable de la unidad generadora del parque generador para fines de planificación más un diez por ciento de dicho valor (10 %).

La Gerencia de Electricidad advierte que el efecto de esa disposición sería equivalente al incremento del valor de la URF, con la diferencia que se trataría de un valor cambiante (determinado semanalmente) y que básicamente dependería de las fluctuaciones del precio del combustible utilizado por las unidades generadoras de costos variables más elevados, al mismo tiempo que se permitiría la marginación en el precio por parte de dichas unidades, aspectos que no concuerdan con el lineamiento emitido por la Junta de Directores de la SIGET mediante el Acuerdo No. 342-E-2011, en lo concerniente a este tema.

3. Adicionalmente a las disposiciones transitorias estrictamente necesarias para el inicio de aplicación del ROBCP, la UT presenta modificaciones al ROBCP de carácter permanente, la mayoría de las cuales se consideran adecuadas, a excepción de lo expuesto a continuación:

- **Eliminación del cronograma correspondiente a una primera programación anual que se publicará en mayo de cada año.** Es importante para el Mercado que se realice una primera programación anual, debiendo llevarse a cabo con un calendario definido y con participación de los PMs; por esa razón, no se recomienda la modificación del numeral 8.1.2 del capítulo 8, sino más bien la agregación de un numeral 8.1.3 referente a las actualizaciones mensuales de la programación anual. No obstante lo anterior, se considera adecuada la propuesta de la UT de agregar el cronograma para llevar a cabo las actualizaciones mensuales de la programación anual, por lo que se recomiendan los ajustes correspondientes a la propuesta presentada por la UT relacionada con ese tema en particular.
- **Eliminación del numeral 4.10.2 del Anexo 04 relacionada con la presentación de información por parte de PMs Generadores de información que respalde el costo del inventario inicial valorizado a precios FOB.** La UT interpreta que esta disposición es transitoria por ser aplicable únicamente previo al inicio de la vigencia del ROBCP. Sin embargo, se ha determinado que dicha disposición es de carácter permanente puesto que la estructura de precios del combustible debe aprobarse cada año; asimismo, también sería de aplicación para el caso de nuevos generadores térmicos que se incorporaran al parque de generación. Por lo anterior, no se considera pertinente la eliminación del referido numeral 4.10.2 del Anexo 04. Por otra parte, a fin de aclarar la necesidad de su aplicación durante el período de puesta en marcha del ROBCP, se recomienda también incorporar una regla equivalente, como parte de las disposiciones transitorias.
- **Eliminación de necesidad de informar a la SIGET el inicio de un estado de emergencia.** La eliminación propuesta se considera razonable, pues en condición de emergencia los esfuerzos de la UT deben estar enfocados a realizar acciones que permitan el pronto restablecimiento del servicio. No obstante lo anterior se recomienda que la UT informe sobre el suceso, una vez que el sistema haya sido restablecido a su operación normal.
- **Adecuación de algunas de las modificaciones de carácter permanente:** Se han efectuado adecuaciones en algunas de las reglas que formarán parte el ROBCP, en el sentido que su redacción debe corresponder a su aplicación en régimen permanente, mientras que los aspectos de carácter transitorio que les sean aplicables, en la medida de lo posible, se deberían abordar exclusivamente en las disposiciones transitorias.

4. El capítulo 19 del ROBCP correspondiente a la publicación del Diario Oficial del veintidós de julio del presente año incorpora adecuaciones como consecuencia de lo dispuesto por el Decreto Ejecutivo No. 160 publicado en el Diario Oficial No. 241, Tomo No. 389, del 23 de diciembre de 2010, entre las que cabe destacar:

- Cambio de la periodicidad de los ajustes del precio de la energía de semestral a trimestral.
- Que la fecha para la entrega del Informe de Comercialización Trimestral (ICT) por parte de la UT deberá ser establecida mediante Acuerdo por la SIGET en un procedimiento independiente del ROBCP.

Por lo anterior, las modificaciones presentadas por la UT concernientes al capítulo 19 del ROBCP, ya se encuentran integradas a dicho Reglamento.

- VIII. Con base en lo anterior, esta Junta de Directores estima procedente aprobar las disposiciones transitorias para el inicio de aplicación del ROBCP, así como las modificaciones al ROBCP de carácter permanente tomando en cuenta las observaciones de la Gerencia de Electricidad expresadas en considerando VII. En lo referente a la actualización del valor de la URF, se requiere mayor tiempo para el análisis de sus efectos o incluso de soluciones alternativas, por lo que la disposición transitoria concerniente a este tema deberá definirse durante el mes de agosto del corriente año.

Finalmente, es necesario aclarar que de conformidad con la constancia extendida el día veinticinco de julio del presente año, por la DIRECCIÓN DEL DIARIO OFICIAL, la publicación del ROBCP aparecerá en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 392 correspondiente al día veintidós de julio del corriente año; por consiguiente, se cumplen las condiciones establecidas por el artículo 67 N del Reglamento de la Ley General de Electricidad para que el inicio de la aplicación del ROBCP se produzca efectivamente el uno de agosto del presente año, fecha en la que, como consecuencia, se dejará de aplicar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM).

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

- I. Aprobar las disposiciones transitorias para el inicio de aplicación del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, que se encuentran como Anexo a este Acuerdo y que forman parte integrante del mismo.
- II. Aprobar las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”:
 - a) Agregar el numeral 6.18.5.2 al capítulo 6 y el numeral 8.1.3 al capítulo 8, de la siguiente manera:

6.18.5.2 Durante el mes de junio de cada año, se recalculará la tasa de salida forzada de los generadores. Para ello se sustituirá la estadística de los doce meses más antiguos, por los doce meses que finalizan el 31 de mayo anterior. En la estadística de disponibilidad se excluirá el efecto de las fallas de más de 30 días de duración, únicamente para aquellos registros pertenecientes al período del uno de junio de dos mil cinco al treinta y uno de mayo de dos mil diez, hasta que sean completamente sustituidos por la información estadística que se genere en los próximos años.

8.1.3 A más tardar el viernes anterior al inicio de cada mes, la UT deberá hacer del conocimiento de los PMs y la SIGET, por medio del portal web de la UT, el informe de la actualización de la Programación Anual correspondiente al período de 52 semanas que inician el lunes siguiente. El cronograma de ejecución de dicha actualización de la programación anual está establecido en el Anexo 6 de este Reglamento.
 - b) Adicionar el numeral 5.2.5 al Anexo 11, de siguiente manera:

5.2.5 El cargo por servicio de potencia reactiva estará dado en US\$/MVARh, de acuerdo con la energía reactiva requerida fuera de los límites obligatorios establecidos anteriormente. El cargo máximo que la UT pagará por potencia reactiva es de 0.5143 US\$/MVARh, y será confirmado por el transmisor por medio de ofertas anuales de dicho servicio.
 - c) Sustituir el actual numeral 5.1 del Anexo 1, por el siguiente:

5.1 Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los PMs por transacciones en el Mercado, sanciones y penalizaciones, cargos de la UT, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación o en el Contrato de Servicios que al efecto suscriban; éstos rendirán por su cuenta y a favor de la UT, S.A. de C.V. la o las garantías que esta le determine, pudiendo ser las siguientes:

- a. **Apertura de Crédito Restringido:** conocido en el Sistema Bancario como “sobregiro”. El PM acreditado, no podrá disponer del importe del crédito, quedando éste disponible única y exclusivamente a favor de la UT de conformidad con el Art.1108 del Código de Comercio. El plazo de la Apertura de Crédito será igual que en el plazo de vigencia del Contrato de servicios que suscriban el PM con la UT. El PM estará obligado a comprobar fehacientemente la Apertura del Crédito Restringido, por un Banco del Sistema aceptable a la UT y a favor de ésta y por el monto y plazo que ella le requiera. Dicha comprobación comprenderá, además, la expresa aceptación del Banco acreditante, de tener a disposición de la UT y durante el plazo pactado, la totalidad del monto del crédito aperturado, bastando para su desembolso, total o parcial, el simple requerimiento de pago por parte de la UT, debiendo efectuarse el desembolso de inmediato por el Banco, sin ningún otro requerimiento o condición, de acuerdo con el formato definido en el Apéndice C;
 - b. **Fianza Mercantil:** emitida por Bancos, Aseguradoras o Afianzadoras aprobadas por la UT y cuyo tenor será proporcionado al PM, de acuerdo con el formato definido en el Apéndice D.
 - c. **Depósito en Efectivo:** en una cuenta asignada por la UT.
 - d. Para casos excepcionales, debidamente justificados, otro tipo de garantía aprobada por la Junta Directiva de la UT.
- d) Modifíquese el numeral 2 del Anexo 6 de la siguiente manera:

2 CRONOGRAMA DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL

2.1 Programación anual inicial

2.1.1 La información requerida para la actualización de la información solicitada a las empresas deberá ser enviada a la UT antes del día 1 de marzo, para que ésta proceda a realizar la programación anual.

2.1.2 La UT podrá solicitar información adicional o requerir aclaración a la información solicitada hasta el día 15 de marzo.

2.1.3 Las empresas tendrán hasta el día 1 de abril para enviar la información adicional o efectuar las aclaraciones solicitadas.

2.1.4 La UT enviará, a más tardar el 15 de abril el Informe Preliminar de Programación a los PM y a la SIGET

2.1.5 Los PMs dispondrán hasta el 22 de abril para realizar las observaciones al informe preliminar.

2.1.6 La UT analizará las observaciones formuladas y, en función de estos análisis, procederá a efectuar los ajustes que estime necesarios para producir la versión final del informe.

2.1.7 La UT pondrá a disposición de los PMs y la SIGET, antes del 1 de mayo de cada año, el informe final. Se incluirán como Anexo, las observaciones recibidas y los fundamentos del rechazo para aquellas que no fueron tenidas en cuenta en la Programación Anual.

2.1.8 Los resultados de la programación anual se publicarán en la página Web de la UT.

2.2 Actualizaciones mensuales de la Programación anual

2.2.1 El día jueves previo al primer lunes de cada mes (a excepción del mes de mayo), 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.

2.2.2 Antes de las 10 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, la UT realizará las actualizaciones de los costos de los combustibles, con base en la referencia internacionalmente reconocida y aprobada por la SIGET.

2.2.3 Antes de las 10 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, los PMs deberán remitir a la UT la información para las siguientes 52 semanas, la cual deberá ser presentada según los formularios de intercambio de información de este anexo.

2.2.4 En caso que la información no sea suministrada en el horario establecido en el punto anterior, la UT podrá estimar los datos faltantes, con la mejor información disponible.

2.2.5 En caso de inconsistencias detectadas en las declaraciones enviadas por los Participantes de Mercado para la realización de la Programación Anual de la Operación, el horario de corrección de dichas inconsistencias se extiende hasta las 11 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes.

2.2.6 A partir de las 17 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, la UT remitirá a los Participantes del Mercado los resultados de la Programación Anual de la Operación que toman vigencia a partir del siguiente lunes.

2.2.7 Si un PM no estuviere de acuerdo con la programación remitida, ya sea con los datos utilizados por la UT para elaborar la Programación Anual, o con los resultados de la misma, podrá objetarla, a más tardar a las 12 horas del día siguiente. El PM deberá comunicar por escrito, suscrito por su representante ante la UT el motivo de la objeción. Las observaciones recibidas después de la hora señalada, no serán consideradas válidas en el proceso de la Programación Anual de la Operación.

2.2.8 A partir de las 17 horas del día viernes, la UT deberá poner a disposición de los PMs la actualización de la Programación anual definitiva considerando las observaciones válidas y rechazando las que no tengan fundamento.

2.2.9 La actualización de la Programación Anual resultante del procedimiento descrito entrará en aplicación a las cero horas del primer día lunes del mes siguiente.

2.2.10 Los resultados de las actualizaciones de la Programación Anual de la Operación, estarán disponibles en el sitio web de la UT.

e) Adicionar el numeral 3.4 al Anexo 06 que se presenta a continuación, luego cambiar la numeración del actual numeral 3.4 por 3.5 y así con los numerales subsiguientes:

3.4 En caso de inconsistencias detectadas en las declaraciones semanales enviadas por los Participantes de Mercado, el horario de corrección de dichas inconsistencias se extiende hasta las 11 horas del día jueves en que se está realizando la programación semanal.

f) Modificar el numeral 3.1.6 del Anexo 9, de la siguiente manera:

3.1.6 A efectos de compensar la parte variable asociada a costo de Arranque y Detención, el costo variable de todas las unidades generadoras en línea se incrementará en la parte variable asociada al

Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17. Aquellos generadores cuyo Costo Variable, incluyendo la parte variable de CAyD, sea mayor que el Costo Marginal de Operación, recibirán una compensación por la diferencia, tal como se indica en el numeral 3.2.2.10. Se incluyen a los generadores hidroeléctricos, los cuales serán compensados en base al Costo de Oportunidad del Agua, y se excluye de esta compensación a aquellos generadores térmicos que venden únicamente sus excedentes

g) Modificar el numeral 3.2.2.2. del Anexo 09 de la siguiente manera:

3.2.2.2. Cargo por administración del Mercado Mayorista determinado como el monto mensual a recolectar para los PMs que retiran energía dividido por la energía a retirar en el mes a liquidar.

h) Adicionar el numeral 3.3.5 al Anexo 09 de la siguiente manera:

3.3.5 Los montos recolectados en concepto de Cargo por Uso del Sistema Transmisión (CUST), serán trasladados por la UT a los PMs correspondientes que inyecten energía, mediante abonos al DTE a efectos de que estos realicen el pago al transmisor.

i) Sustituir el actual literal a) del numeral 4.2.1 del Anexo 10, por el siguiente:

a. Informar el inicio del estado de emergencia a todos los PMs por medio de los canales oficiales establecidos, o cualquier otro medio disponible.

j) Agregar el literal j) al numeral 4.2.2 del Anexo 10, de la siguiente manera:

j. Informar sobre el final del estado de emergencia a la SIGET.

k) Modificar el literal c) del numeral 3.1.1 del Anexo 18, de la siguiente manera:

c) Antes de las diez horas de cada día, el pronóstico de caudales afluentes promedio horario para cada hora del día siguiente, para la realización de la programación diaria o predespacho y los pronósticos diarios de sus embalses de una semana adelante. Junto con el pronóstico el PM explicará la información, hipótesis o supuestos en que se basan dichos valores. El envío se realizará de acuerdo con los formatos establecidos en el anexo "Transacciones de Mercado" de este Reglamento.

l) Sustitúyase el APÉNDICE A del Anexo 1, con el documento del mismo nombre, que se encuentra anexo a este Acuerdo y que forma parte integrante del mismo.

III. Establecer la obligación para todos los Participantes de Mercado de entregar a la UT, en las fechas y horas que ésta determine, la información necesaria para llevar a cabo la Programación anual, semanal y diaria de la operación que estará vigente a partir del uno de agosto del presente año.

IV. Remitir para conocimiento de la UT, el capítulo 19 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción que fue incluido en la publicación respectiva del Diario Oficial.

V. Notificar. "L.E.M.M." "W.Jiménez" "Ilegible" "R.Ataracio" "A.E.MenaC." "Rubricadas".

Atentamente



SIGET

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad

DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA EL INICIO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN



1. OBJETO

1.1 Regular algunos aspectos relacionados con el inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. Estas disposiciones transitorias deben considerarse como complementarias a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción y prevalecen sobre lo establecido en el mismo, en cuanto a los aspectos relacionados con el período inicial de su aplicación.

2. VIGENCIA

2.1 Esta normativa estará vigente mientras subsista la eficacia jurídica de las respectivas disposiciones .

3. SOBRE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS PROCESOS DE FACTURACION Y LIQUIDACION

3.1 Dado que el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción inicia su aplicación a partir del 1 de agosto de 2011, las transacciones económicas informadas por medio del DTE correspondientes al mes de julio de 2011, serán conciliadas, facturadas y liquidadas, apegadas a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista (ROSTMM). En este sentido, tales disposiciones estarán en aplicación plena hasta la liquidación y la realización completa de las transacciones económicas.

4. PARA EL CÁLCULO TRANSITORIO DE LA CAPACIDAD FIRME

4.1 Para el cálculo de las tasas de salida forzada (TSF), a utilizar en el inicio de la aplicación de del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, la estadística de disponibilidad de las unidades generadoras será determinada con base en las estadísticas de sesenta (60) meses hacia atrás, finalizando el 31 de mayo de 2011. En la estadística de disponibilidad se excluirá el efecto de las fallas de las unidades de más de 30 días de duración, únicamente para aquellos registros pertenecientes al período del uno de junio de dos mil cinco al treinta y uno de mayo de dos mil diez. A partir del 1 de junio de 2012 dejará de tener vigencia esta disposición transitoria.

4.2 Para el inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el primer cálculo de la Capacidad Firme estará vigente desde el 1 de agosto de 2011, hasta el 31 de mayo de 2012. Para este primer período se recalculará la potencia firme definitiva, la cual será ajustada en el DTE del mes de mayo de 2012. A partir del 1 de junio de 2012 dejará de tener vigencia esta disposición transitoria.

4.3 Durante el período indicado en el numeral anterior, se liquidará mensualmente un décimo (1/10) de los montos determinados de potencia firme provisoria, luego de realizar los

balances de la capacidad firme con los montos cubiertos con los contratos de capacidad de largo plazo, firmados entre las compañías distribuidoras y los generadores para este período transitorio.

4.4 Una vez transcurrido el período transitorio especificado en el numeral 4.2, se determinarán las capacidades firmes definitivas tal como está establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

5. RESPECTO A COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

5.1 Dado que la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción inicia el 1 de Agosto de 2011 y que, por lo tanto, no se cuenta con la Programación de Mantenimientos Mayores para el período comprendido entre las semanas 1 a la 19 del año 2012, a efectos de la Programación de la Operación Anual, sus actualizaciones y las primeras programaciones semanales se utilizarán los Mantenimientos Mayores correspondientes al período comprendido entre las semanas 1 a la 19 del año 2011. Esta disposición transitoria dejará de tener vigencia una vez sea complementada la programación del PAMM para las semanas de la 1 a la 19 del año 2012, de acuerdo con lo dispuesto en los numerales del 5.2 al 5.5 de estas disposiciones transitorias.

5.2 A más tardar el 22 de agosto de 2011, los PMs informarán a la UT, en los mismos formatos establecidos en el Grupo 7 del Apéndice B del Anexo 3 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, su propuesta de Mantenimientos Mayores para el período comprendido desde la semana 1 a la 19 del año 2012.

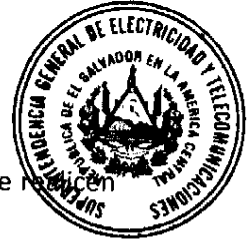
5.3 La UT notificará la propuesta del PAMM para ese período a los PMs, a más tardar dentro del plazo de 5 días hábiles contados desde la fecha límite de envío de las solicitudes de Mantenimientos Mayores presentados por los PMs.

5.4 Los PMs podrán discutir y enviar a la UT sus observaciones al PAMM a más tardar dentro del plazo de 3 días hábiles contados desde la fecha límite de notificación de la propuesta del PAMM realizada por la UT.

5.5 La UT convocará a reunión del Comité de Operación, a efectos de consensuar y aprobar el PAMM para el período comprendido desde la semana 1 a la 19 del año 2012.

6. SOBRE COSTOS Y VOLÚMENES INICIALES DE LOS COMBUSTIBLES

6.1 Durante las primeras tres semanas de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, la UT realizará una verificación in situ de los volúmenes de combustible de los Generadores Térmicos que en su fórmula para determinación del precio FOB incluya la variable "Volumen de Compra". La UT coordinará con el representante del Generador Térmico ante el Comité de Operación, el día y hora de la visita, así como el representante del PM en la planta, el cual deberá presentar toda la información técnica necesaria que le permita a la UT constatar los niveles de inventario.



- 6.2 En las verificaciones a que hace referencia el numeral anterior, se cuidará que se realicen como mínimo las siguientes actividades:
- Verificación de que se han seguido los procedimientos de medición y que se han utilizado las cartas de calibración vigentes que certifican las dimensiones de los dispositivos asociados de los tanques.
 - Verificación del histórico de niveles de al menos una semana previa al inicio de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
 - Documentación de la inspección mediante acta.
- 6.3 La metodología propuesta en el numeral anterior, podrá ser modificada de acuerdo al equipamiento de medición instalado por los generadores térmicos, y dichos cambios deberán hacerse constar en un acta. El formato del acta será definido por la UT, y las mismas serán posteriormente remitidas a la SIGET.
- 6.4 A más tardar el primer día hábil de la segunda semana de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, el PM Generador cuya fórmula para determinación del precio FOB incluya la variable "Volumen de Compra", deberá proporcionar a la UT la información que respalde el costo del inventario inicial valorizado a precios FOB.

7. RESPECTO DEL SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA FRIA POR CONFIABILIDAD (RFC)

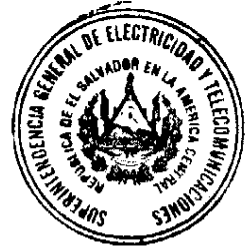
- 7.1 Durante el primer mes de aplicación del ROBCP, la UT incorporará al Csis, el valor del costo unitario asociado al Servicio Auxiliar de Reserva Fría por Confiabilidad, necesario para la finalización de los efectos económicos de dicho contrato. A tal fin, la UT calculará dos valores de este componente del Csis, siendo el primero calculado en base a una demanda de energía indicativa del mes de julio de 2011, y el segundo como un ajuste a dicho valor utilizando los valores de la medición oficial una vez obtenida la demanda real del sistema del mes de julio de 2011, mes previo al inicio de la operación del Mercado Mayorista bajo el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

8. RESPECTO AL CALCULO DEL PRECIO EN EL MRS

- 8.1 Durante el período transitorio indicado en el artículo 78 de la metodología de aprobación presupuestaria de la UT, según el acuerdo 253-E-2008; el Cargo por Administración del Mercado Mayorista será determinado como el monto mensual a recolectar a los PMs que inyectan energía dividido por la energía a retirar en el mes a liquidar. El monto a recolectar corresponde al cuarenta y siete punto cinco por ciento (47.5%) del valor mensual autorizado a cobrar por la UT correspondiente al presupuesto de ingresos aprobado por SIGET.

Una vez vencido el plazo transitorio de recolección del COSTAMM hasta diciembre de 2012, el monto a incluir en este componente del Csis pasará a calcularse de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

- 8.2 Transitoriamente, de acuerdo a los plazos indicados en el numeral anterior, los montos recolectados en concepto de COSTAMM para los PMs que inyectan, serán trasladados por la UT a dichos PMs, a efectos de que éstos paguen el cargo mensual a la UT. Los traslados se realizarán mediante abonos al DTE de cada uno de los PMs.
- 8.3 Cada fin de mes, durante ese período transitorio, el valor unitario del COSTAMM, incorporado al Csis, será ajustado de tal forma que el monto recolectado corresponda al 47.5% del valor mensual autorizado a cobrar por la UT. Esta disposición estará vigente hasta el vencimiento indicado en el artículo 78 del acuerdo 253-E-2008.
- 8.4 La UT emitirá por cuenta propia, comprobante de crédito fiscal por los montos recolectados en concepto de COSTAMM a todos los participantes de mercado incluyendo a los transmisores.
- 8.5 Para los participantes que inyectan y retiran energía, la UT emitirá los comprobantes de crédito fiscal con base a la energía inyectada o retirada de la medición oficial del mes a liquidar; en proporción al 95% del valor mensual autorizado a cobrar por la UT. Esta disposición estará vigente hasta el vencimiento indicado en el artículo 78 del acuerdo 253-E-2008.
- 8.6 Una vez concluya este período transitorio, la UT emitirá por cuenta propia, comprobante de crédito fiscal por los montos recolectados en concepto de COSTAMM, de acuerdo a como está indicado en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.



SIGET

APÉNDICE A – CONTRATO DE SERVICIOS DE LA UT

NUMERO..... LIBRO..... **CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS.** En la ciudad de San Salvador, a las..... horas del día dede dos mil -----. Ante mí, -----, -----, Notario de este domicilio, comparece por una parte el señor **(Representante Legal de la UT)**, Quien es de (Edad) años de edad, (Profesión), del domicilio de (ciudad y departamento); persona a quien conozco portador de su Documento de Identificación (detallar documento); quien actúa en su calidad de Representante Legal de la Sociedad **“UNIDAD DE TRANSACCIONES , SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE”** que se puede abreviar **UNIDAD DE TRANSACCIONES, S. A. de C.V. o UT, S.A. de C.V.;** en lo sucesivo **“LA UT”**, del domicilio de Nuevo Cuscatlán, Departamento de La Libertad, de nacionalidad (nacionalidad), con Número de Identificación tributaria (NIT); que en el instrumento puede denominarse la **“UT”**; cuya personería doy fe de ser legítima y suficiente por haber tenido a la vista: a) Testimonio de Escritura Pública de Modificación del Pacto Social de la Sociedad **UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE**, otorgada en esta ciudad a las (hora) del día (fecha en letras), de (mes) de (año en letras), ante los oficios Notariales del (nombre del notario), de la que consta: Que su denominación, naturaleza, domicilio y nacionalidad es como ha quedado expresado; que su plazo es indeterminado; que dentro de su finalidad está la de celebrar actos como el presente; que la administración de la Sociedad está confiada a una Junta Directiva integrada por (número en letras) Directores, los cuales son electos para el período de **un año**; que la representación judicial y extrajudicial de la Sociedad y el uso de la Firma Social corresponde al Presidente y al Secretario de la Junta Directiva, quienes podrán actuar conjunta o separadamente y previo acuerdo de Junta Directiva, pueden celebrar toda clase de actos y contratos. Testimonio inscrito bajo el Número **(número en mayúscula)** del libro **(número en mayúsculas)** del Registro de Sociedades, del Registro de Comercio, de este Departamento, con fecha (fecha en letras); b) Certificación expedida por (título y nombre del secretario), el día (fecha en letras), en su calidad de Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad **“UT, S.A. DE C.V.”**, del Acta de Sesión de Junta Directiva celebrada a las (hora en letras) del día (fecha en letras), en cuyo Punto número **(número en romanos)**, se acordó nombrar al (título y nombre del presidente), como Presidente de la Junta Directiva para el período de un año, contado a partir de la inscripción de la respectiva Credencial en el Registro de Comercio; Certificación inscrita en el Registro de Comercio al Número **(número en letras mayúsculas)** del Libro **(número en letras mayúsculas)** del Registro de Sociedades; Departamento de Documentos Mercantiles, el (fecha en letras); y c) Certificación expedida por el (título

y nombre del secretario), a los (fecha en letras) días del mes de (mes en letras) de dos mil (año en letras), en su calidad de Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad "UT, S.A. DE C.V."; del Acta de Sesión número _____ de Junta Directiva celebrada en el municipio de Nuevo Cuscatlán, a las ---- horas del día ----- de ----- de dos mil (año en letras); en cuyo Punto ----- se acordó otorgar el presente instrumento, en los términos aquí estipulados. **Y por otra parte**, el (título)....., de..... años de edad,, del domicilio de-----, persona a quien no conozco, pero identifiqué por medio de su ----- número, quien actúa en nombre y representación y en su calidad de ----- de la Junta Directiva, de la Sociedad..... que puede abreviarse ".....", del domicilio de, Departamento de; que se denominará ("**EL GENERADOR**"--"**EL COMERCIALIZADOR**"-- "**EL DISTRIBUIDOR**"-- "**EL USUARIO FINAL**" o "**EL TRANSMISOR**";) de cuya personería doy fe de ser legítima y suficiente por haber tenido a la vista: Escritura Pública de _____ de la Sociedad, otorgada en a las.....horas del día.....de.....del año, ante los oficios del Notario, de la que aparece que su denominación, naturaleza y domicilio es como ha quedado expresado; que dentro de su finalidad está la de otorgar actos como el presente; que el plazo es por tiempo indeterminado; que la Administración de la Sociedad esta confiada a una Junta Directiva integrada por un Presidente, un Secretario y un Director Propietario; quienes fungirán durante (número en letras) años; que la Representación Judicial y Extrajudicial y el uso de la Firma Social corresponde conjunta o separadamente al Director Presidente y al Director Secretario de la Junta Directiva y previo acuerdo de ésta podrán ejecutar actos como el presente. Inscrita en el Registro de Comercio al número -- ----- del Libro del Registro de Sociedades con fecha de de dos mil; **b)** Certificación expedida por el, Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad, con fecha de de dos mil _____ de la sesión celebrada a las horas del día de de dos mil..., en la que se acordó elegir como Presidente de la Junta Directiva de la Sociedad al compareciente para el periodo que vencerá el día dede dos mil; Inscrita en el Registro de Comercio al número..... del Libro del Registro de Sociedades con fecha de.....de dos mil ...; y **c)** Certificación expedida por el, Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad, con fecha dededos mil_____, del punto de Acta número _____, de la sesión de Junta Directiva celebrada a las _____ horas _____ del día _____ de de dos mil _____; en virtud del cual se acordó



autorizar al compareciente a suscribir el presente contrato, y en las calidades indicadas.

ME DICEN: Que convienen en suscribir el presente **“CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS”**, el cual se registrará conforme a los artículos siguientes: **I) OBJETO:** De conformidad con la Ley General de Electricidad, **“LA UT”** es la Sociedad encargada de operar el Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad. De conformidad con lo establecido en la Ley, **“LA UT”** se obliga por medio del presente instrumento a prestar dichos servicios a **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”)**. **II) NORMAS APLICABLES:** Los servicios prestados por **“LA UT”** a **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”)** estarán regidos por las normas contenidas en el **Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción**, por lo que las partes se obligan a adquirir y poner en operación el equipo necesario para su cumplimiento. Ese documento será referido en adelante como **“El Reglamento de Operación”**. **III) CONDICIONES ESPECIALES:** Las partes acuerdan las condiciones especiales siguientes: **a)** Que los servicios que prestará **“LA UT”** tienen por objeto: Asegurar la factibilidad de las transacciones de energía efectuadas por **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”)** en el Mercado Mayorista; **b)** Las decisiones de operación que tome **“LA UT”** serán de cumplimiento obligatorio para **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”,)** siempre y cuando las mismas estén dentro de las normas contenidas en la Ley o el Reglamento de Operación; **c)** Cada una de las partes permite a la otra grabar la totalidad de las conversaciones que por medios alámbricos o inalámbricos se realicen entre su personal de operación, y a ponerlas a disposición de la otra parte, para ser escuchadas y/o reproducidas, previa solicitud por escrito; **d)** **“LA UT”** se obliga a manejar como confidencial la totalidad de la información de **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”)** a la que tenga acceso en atención al presente contrato, excepto en los siguientes casos: **1)** Que la Ley o el Reglamento de Operación establezcan lo contrario; **2)** Que obtenga autorización escrita de **(“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”)** para reproducirla, revelarla o publicarla; y **3)** Que sea obligada a revelarla por orden judicial; **e)** Cada una de las partes proporcionará, en forma veraz y oportuna toda la información que se le solicite, relevando a la otra parte de toda responsabilidad por fallas en la operación de sus sistemas o equipos, cuando dichas fallas sean causadas por falta de información, información falsa o entregada tardíamente y que se le haya requerido entregar de conformidad con la Ley General de Electricidad, su

Reglamento o el Reglamento de Operación. **IV) FECHA DE INICIO DE PRESTACION DE LOS SERVICIOS:** (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) otorga que recibirá los servicios por parte de “LA UT” a partir de la fecha de vigencia de la garantía de pago a que se refiere la cláusula **SÉPTIMA** de este contrato. **V) PLAZO:** El plazo del presente contrato es por períodos de un año contado a partir de la fecha de vigencia de la garantía de pago a que se refiere la cláusula **SÉPTIMA** de este contrato, prorrogables automáticamente. No obstante (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) lo podrá dar por terminado previa notificación a “LA UT” con al menos cuarenta y cinco días de anticipación. “LA UT” podrá dar por terminado el Contrato, cuando (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) incumpla sus obligaciones, en lo relativo a las atribuciones que la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento de Operación le otorgan a ésta. **VI) OBLIGACION Y FORMA DE PAGO:** (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) se obliga a pagar a “LA UT” en concepto de honorarios por la operación del Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad, los cargos aprobados por la SIGET, en la forma que el Reglamento de Operación lo disponga. Los honorarios por la prestación de cualquier servicio que no sea la Operación del Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad por parte de “LA UT” deberán pactarse por mutuo acuerdo entre las partes, sin intervención de terceros. **VII) GARANTIAS DE (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”):** (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) rendirá por su cuenta y a favor de “LA UT”, las garantías de pago establecidas para cubrir las responsabilidades por transacciones en el Mercado, sanciones, cargos de “LA UT”, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación. **VIII) DAÑOS Y PERJUICIOS:** Si a consecuencia de decisiones de operación que haya tomado “LA UT” por incumplir los Reglamentos y las normas vigentes en el mercado mayorista contenidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, o por maniobras erróneas realizadas por negligencia o impericia de su personal, se ocasionaren daños o perjuicios a los sistemas o equipos de (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”), o a los bienes de terceros, no atribuibles a caso fortuito ni a fuerza mayor, “LA UT” indemnizará a (“EL GENERADOR”—“EL COMERCIALIZADOR”—“EL DISTRIBUIDOR”—“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) o a los



terceros por dichos daños o perjuicios. Si hubieren daños o perjuicios causados a "LA UT" o a terceros, por causas atribuibles a ("EL GENERADOR"—"EL COMERCIALIZADOR"—"EL DISTRIBUIDOR"—"EL USUARIO FINAL" o "EL TRANSMISOR"), éste indemnizará a "LA UT" o a los terceros que resulten afectados. El monto de las indemnizaciones antes mencionadas, será el correspondiente a los daños causados. Si las partes no se pusieren de acuerdo sobre la procedencia de la indemnización o sobre el monto de la misma, la decisión deberá ser sometida a arbitraje de acuerdo con el Artículo IX de este contrato de servicios. "LA UT" se obliga a presentar a ("EL GENERADOR"—"EL COMERCIALIZADOR"—"EL DISTRIBUIDOR"—"EL USUARIO FINAL" o "EL TRANSMISOR"), dentro de los treinta días siguientes a la fecha de vigencia del presente contrato, la documentación que evidencie que ha contratado un seguro de responsabilidad civil por daños a terceros, que cubra los daños al sistema o equipos de ("EL GENERADOR"—"EL COMERCIALIZADOR"—"EL DISTRIBUIDOR"—"EL USUARIO FINAL" o "EL TRANSMISOR"), el costo de la energía no entregada o la energía de reposición, así como los daños y perjuicios a terceros a que se refiere este artículo, por un monto de hasta dos millones de dólares por evento, con reinstalación automática. "LA UT" se obliga a mantener vigente el seguro a que se refiere el presente artículo, por todo el plazo de vigencia del presente contrato. **IX) ARBITRAJE:** Toda duda o discrepancia que surja con motivo de la vigencia, interpretación o ejecución de este contrato y que no pueda ser resuelta entre las partes, deberá ser sometida para decisión final a árbitros arbitradores en la siguiente forma: Cada Parte nombrará un árbitro y éstos nombrarán un tercero por mutuo acuerdo. Si los árbitros no se pusieren de acuerdo en el nombramiento del tercero en un plazo máximo de quince días, éste será nombrado por la Junta de Directores de la SIGET. Los árbitros deberán aplicar las reglas que para el arbitraje Ad-hoc contiene la Ley de Mediación, Conciliación y Arbitraje, en lo que no estuviere especialmente reglamentado en esta cláusula. El lugar del arbitraje será la ciudad de San Salvador y la ejecución del laudo podrá ser tramitada en cualquier Tribunal Mercantil de la misma ciudad. Los gastos de arbitraje serán cubiertos a prorrata por cada una de las Partes. El laudo arbitral estará sujeto a correcciones, aclaraciones o adiciones y será firme una vez concluidas las diligencias. **X) JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA:** Las Partes se someten a las Leyes y Reglamentos vigentes en El Salvador. **XI) DOMICILIO ESPECIAL:** Para los efectos del presente contrato, las partes establecen como domicilio especial la ciudad de San Salvador. Así se expresaron los comparecientes a quienes explique los efectos legales del presente instrumento, y leído que se los hube, íntegramente, todo lo escrito y en un solo acto sin interrupción, ratifican su contenido y firmamos. **DOY FE.**



19. ADMINISTRACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MRS Y LOS PE₀

SIGET

19.1. OBJETO.

Definir los procedimientos y la metodología de cálculo para la administración de las diferencias entre los precios horarios de la energía en el MRS y los precios promedios ponderados de la energía en el MRS en punta, resto, o valle del año 2002 (PE₀).

19.2. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS.

19.2.1. Al finalizar cada mes, la UT calculará el DPr para cada PM Distribuidor mediante la siguiente fórmula:

$$DPr = \sum_{i=1}^H Emrs_i * (PE_0 - PMon_i)$$

Donde:

DPr: Es el monto mensual originado para cada PM Distribuidor por el producto de la energía retirada en el MRS y las diferencias de precios de la energía entre PE₀ y el PMon_i (US\$).

PE₀: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en punta, resto o valle del uno de enero al treinta y uno de diciembre de dos mil dos, aprobado por la SIGET para cada PM distribuidor (US\$/MWh).

Emrs_i: Energía retirada del MRS por el PM distribuidor en la hora i, en dicho cálculo no se incluirán los retiros de exportación que realice el PM distribuidor (MWh).

H: Número de horas totales del mes.

PMon_i: Precio Monómico de la energía en el MRS en la hora i en el nodo correspondiente (US\$/MWh), el cual será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$PMon_i = Pmrs_i + \frac{Cmrs * CC}{\sum_{i=1}^H Emrs_i} \times 1,000$$

Donde, adicionalmente, se utilizan las variables siguientes:

P_{mrs_i} : Precio de la energía en el MRS de la hora i en el nodo correspondiente (US\$/MWh).

C_{mrs} : Capacidad firme provisoria adquirida por la distribuidora en el MRS en el mes para el cual se calcula el DPr y al que pertenece la hora i (MW), como resultado de los balances de capacidad efectuados por la UT según lo establecido en el numeral 6.17 de este Reglamento.

CC: Cargo por capacidad vigente en el MRS (US\$/kW-mes) en el mes para el cual se calcula el DPr y al que pertenece la hora i .

Los valores horarios de P_{MON} se calcularán cada mes, una vez que se cuente con la información completa necesaria del mes correspondiente. Asimismo, en vista de que queda expresamente definido que los P_{MON} se calculan utilizando datos de capacidad firme provisoria, no se efectuarán re-cálculos de los valores de DPr, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas adquiridas por las distribuidoras.

19.3. PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS.

19.3.1. La UT facturará las transacciones de compra y venta de energía en el MRS de acuerdo al Anexo de Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación. La UT cobrará en los procesos de liquidación a los PMs distribuidores la energía retirada en el MRS al precio PE_0 , excepto en el caso contemplado por el numeral 19.3.6.

19.3.2. Las transacciones realizadas por los PMs comercializadores independientes en el MRS serán liquidadas conforme el precio monómico de la energía en el MRS hasta que su participación total en las ventas mensuales al MRS no excedan el 5.0% del monto total de ventas al MRS en dicho mes. El exceso sobre este porcentaje será considerado para el financiamiento del DPr, en forma proporcional a la participación de cada PM comercializador independiente.

19.3.3. El porcentaje de participación de los PMs comercializadores independientes será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\%Participación = \left(\frac{Transacciones_COM}{Ventas_Mensuales} \right) \times 100\%$$

Dónde:

Transacciones _COM: Resultado neto de las Transacciones en el MRS en US\$ por todos los PMs Comercializadores Independientes.



SIGET

Ventas_Mensuales: Monto total en US\$ de ventas al MRS por todos Participantes del Mercado.

19.3.4. La fórmula anterior sólo se aplica, si el resultado de las transacciones los PMs comercializadores es positiva (Venta), es decir que resulten en condición acreedora en el MRS.

19.3.5. Para el manejo del DPr, se procederá así:

- a) Cuando en un mes el valor de DPr de un PM Distribuidor resultare positivo, éste deberá pagar a la UT el valor total de la energía retirada del MRS al PE₀, en dicho cálculo no se incluirán los retiros de exportación que realice el PM distribuidor. La UT calculará para los Participantes del Mercado que venden al MRS, el monto de sus inyecciones valoradas a los precios monómicos horarios del MRS para su respectiva liquidación.
- b) Los montos resultantes de la aplicación mensual de la fórmula del DPr que hubieren sido recolectados por la UT, se abonarán en una cuenta contable denominada "Fondos Transitorios de Liquidación", con el correspondiente detalle para cada PM distribuidor, los cuales serán utilizados por la UT para liquidar saldos pendientes de pago de las aportaciones que los PMs han realizado al DPr en el trimestre en curso. Los abonos serán efectuados a la cuenta por pagar más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.
- c) El fondo transitorio de liquidación será administrado por la UT de modo tal que identifique los depósitos y retiros correspondientes a cada PM Distribuidor.
- d) Si después de liquidados los saldos pendientes de pago, se obtienen montos remanentes en los "Fondos Transitorios de Liquidación", la UT tendrá la obligación de administrar transparentemente los recursos financieros, depositándolos en una cuenta del Banco Liquidador seleccionado con el mismo criterio establecido en el numeral 18.7.3.
- e) Por otra parte, cualquier beneficio obtenido, formará parte de los Fondos Transitorios de Liquidación. En todo caso, la UT no absorberá ningún costo ni obtendrá ningún beneficio relacionado con la administración de los fondos; la UT descontará las obligaciones fiscales correspondientes.

19.3.6. Cuando en un mes dado, el valor del DPr de un PM Distribuidor fuere negativo, dicho PM distribuidor deberá pagar a la UT el valor total de la energía retirada del MRS al PE₀, en dicho cálculo no se incluirán los retiros de exportación que realice el PM distribuidor. La diferencia se liquidará por la UT utilizando los montos que estuvieren disponibles en la cuenta denominada "Fondos Transitorios de Liquidación" para el PM Distribuidor. En caso que estos fondos no fueren suficientes, el PM Distribuidor deberá pagar adicionalmente a la UT por sus compras al MRS el 50% de su respectivo faltante. El otro 50% del faltante será financiado por los PMs que venden al MRS, en ambos casos a prorrata del monto

de sus transacciones en el MRS. Salvo en el caso de los PMs comercializadores independientes, los cuales participarán con lo establecido en el numeral 19.3.2.

19.3.7. Los montos recolectados por la UT por las compras al MRS, de los PMs Distribuidores, serán abonados a los PMs que venden al MRS proporcionalmente a los montos que se les adeudan.

19.4. MANEJO DE LOS FONDOS TRANSITORIOS DE LIQUIDACIÓN.

19.4.1. La UT registrará las respectivas cuentas por cobrar y cuentas por pagar con base en las operaciones descritas en la presente normativa, y reportará el estado de las respectivas cuentas a los participantes del mercado involucrados, a más tardar tres días hábiles después de la fecha de liquidación mensual del mercado mayorista.

19.4.2. Al finalizar los trimestres de enero a marzo, o de abril a junio, o de julio a septiembre, o de octubre a diciembre; se procederá de la siguiente manera:

- a) En caso que un PM distribuidor tuviere deuda pendiente resultante de la aplicación de las fórmulas DPR y posterior al ajuste del Precio Ajustado de la Energía (PE_n), dicho PM distribuidor transferirá mensualmente a la UT, la tercera parte de la deuda que le corresponda hasta su cancelación y que se encuentre pendiente de pago a los participantes a quienes se les adeuden sumas de dinero provenientes de transacciones efectuadas durante el trimestre anterior, así como los costos financieros correspondientes calculados de acuerdo con el numeral 19.5. La UT abonará a los montos pendientes de pago en favor de los PMs que venden en el MRS del trimestre anterior, abono que será efectuado a la cuenta por pagar más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.
- b) En caso que al finalizar el trimestre resultare un Fondo Transitorio de Liquidación positivo para alguna PM distribuidor, la UT transferirá dicho monto a la Distribuidora que presenta el saldo positivo, a través de tres cuotas mensuales en el transcurso del siguiente trimestre. La UT tendrá la responsabilidad de obtener el mejor rendimiento posible del Fondo Transitorio de Liquidación en el sistema financiero bancario, garantizando mínimo riesgo y la disponibilidad oportuna de los fondos para efectuar las transferencias mensuales.

19.5. CÁLCULO DE LOS COSTOS FINANCIEROS DE LOS APORTES REALIZADOS POR LOS PMs AL DPR.

19.5.1. La UT llevará un registro de las cuentas pendientes de pago a cada PM que vende al MRS para facilitar la determinación del número de días de



financiamiento. El Saldo de las cuentas a fin de cada mes debe indicar el saldo vencido y el no vencido.

19.5.2. Los montos mensuales pendientes de pago a favor de los PMs que venden en el MRS devengarán un interés, el cual será calculado tomando en cuenta la tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales. La tasa de interés se aplicará sobre los saldos mensuales vencidos de las cuentas pendientes de pago, y la recaudación de intereses se repartirá en función de los saldos deudores vencidos de las cuentas de los PMs involucrados. La suma total de los costos financieros acumulados para todos los PMs que venden al MRS deberá ser igual al monto total acumulado durante el trimestre reconocido para dichos PMs dentro del pliego tarifario aprobado por la SIGET.

19.5.3. Para el cálculo de los Ajustes Financieros (AF) a ser trasladados a las tarifas a los usuarios finales e incorporados en el Informe de Comercialización Trimestral (ICT), la UT considerará para cada una de las distribuidoras los saldos mensuales al cierre de cada mes de las Diferencias de Precios (DPr) acumulados durante el periodo tarifario, deduciendo los siguientes montos:

- a) Aportes anticipados realizados por un Operador Identificado para cancelar saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía al MRS acumulados durante el trimestre en curso de ajuste de precios o para que las distribuidoras obtengan descuentos por sus compras al MRS.
- b) El 100% de los ingresos adicionales informados por las distribuidoras percibidos a raíz de un ajuste extraordinario del precio de la energía.

19.5.4. La tasa de interés a utilizar será la tasa promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en cada mes; en caso de que al momento en que se envíe a la SIGET el ICT no se disponga de la tasa de interés indicada en este apartado para alguno de los meses dispuestos en el cálculo, se utilizara en dicho mes el valor de la última tasa de interés disponible.

19.5.5. Para el cálculo de los costos financieros mensuales, correspondientes a los intereses adeudados a los PMs que venden energía al MRS, se aplicará la siguiente fórmula:

$$CF = SPP * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Donde,

CF: Costo financiero mensual

SPP: Saldo mensual pendiente de pago vencido, deduciendo el monto correspondiente de los aportes anticipados realizados por un Operador Identificado y/o por las distribuidoras para cancelar saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía al MRS.

TA: Tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales.

FFin: Fecha de cálculo hasta donde finaliza el cálculo del costo financiero.

FInicio: Fecha de cálculo desde donde se inicia el cálculo del costo financiero.

FFin-FInicio: Número de días desde la fecha de inicio hasta la fecha final del cálculo del costo financiero mensual.

19.5.6. Para el cálculo del Ajuste Financiero mensual de cada distribuidora (AFm) a ser trasladados a las tarifas a los usuarios finales e incorporados en el Informe de Comercialización Trimestral (ICT) se aplicará la siguiente fórmula:

$$AFm = DPr * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Donde,

AFm: Ajuste Financiero mensual

DPr: Saldos mensuales al cierre de cada mes de las Diferencias de Precios (DPr) acumulados durante el trimestre de ajuste de precios, deduciendo los aportes realizados por anticipado por el Operador Identificado y/o ingresos adicionales percibidos por las distribuidoras como resultado de un ajuste extraordinario de precios de la energía eléctrica.

TA: Tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales. En caso de que al momento en que se envíe a la SIGET el ICT no se disponga de la tasa de interés indicada, se utilizará el valor de la última tasa de interés disponible.

FFin: Fecha de cálculo hasta donde finaliza el cálculo del Ajuste Financiero.

FInicio: Fecha de cálculo desde donde se inicia el cálculo del Ajuste Financiero.

FFin-FInicio: Número de días desde la fecha de inicio hasta la fecha final del cálculo del Ajuste Financiero mensual.



19.6. AUDITORÍA E INFORMES.

19.6.1. La UT deberá contratar anualmente una auditoría independiente para verificar la correcta administración de los resultados de las diferencias entre el precio monómico de la energía en el MRS y los PE₀, y enviar el correspondiente informe del auditor a los participantes del mercado y a la SIGET.

SIGET

19.6.2. En el Informe de Comercialización Trimestral que la UT debe remitir a las distribuidoras y a la SIGET en el mes con el que se inicia el trimestre para el cual se determinará el ajuste del Precio de la energía, y de conformidad con el plazo que establezca la SIGET, la Unidad de Transacciones deberá incluir un informe sobre la Administración de las diferencias entre los precios de la energía en el MRS y los PE₀ correspondiente al trimestre recién terminado.

19.7. CANCELACIÓN ANTICIPADA DE SALDOS PENDIENTES DE COBRO.

19.7.1. Objeto

Canalizar los aportes monetarios que permitan cancelar anticipadamente, en forma total o parcial, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía en el MRS resultantes de la aplicación del diferencial de precio DPr en el período transcurrido del trimestre de ajuste del precio de la energía en curso. Se entiende por cancelación anticipada la que se realiza a lo largo del mismo trimestre en el que los DPr se generaron, puesto que, de acuerdo con lo dispuesto en el literal a) del numeral 19.4.2, correspondería que los saldos pendientes de cobro se cancelaran a lo largo del siguiente trimestre de ajuste tarifario.

19.7.2. Activación de la cancelación anticipada de saldos pendientes de cobro

Se activa el procedimiento de la siguiente manera:

1. Mediante una nota del Operador Identificado, en la cual informa a la UT que cancelará parcial o totalmente a favor de las distribuidoras, haciendo uso de sus aportaciones, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía eléctrica al MRS originados por la aplicación de las disposiciones concernientes a la administración del diferencial de precios DPr que se hayan acumulado en ese mismo trimestre de ajuste de precios de la energía.
2. Mediante nota de alguna distribuidora, en la cual informa a la UT que, en razón de ingresos adicionales obtenidos por un ajuste extraordinario del precio de la energía, transferirá montos para cancelar parcial o totalmente, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía eléctrica al MRS originados por la aplicación de las disposiciones concernientes a la administración del diferencial de precios DPr que se hayan acumulado en ese mismo trimestre de ajuste de precios de la energía. La distribuidora también informará la totalidad de los ingresos adicionales obtenidos de los

usuarios finales, a fin de que la UT lo tome en cuenta para el cálculo del Ajuste Financiero.

19.7.3. Para la cancelación anticipada de las deudas se procederá de la siguiente manera:

19.7.3.1. En la nota que el Operador Identificado envíe a la UT para la activación del procedimiento, se deberá incorporar un plan de pagos en el que se indique para cada mes restante del trimestre de ajuste de precios de la energía, los montos que servirán para cancelar parcial o totalmente a favor de las distribuidoras saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía al MRS y la forma en la que se asignará dicho monto a cada PM.

19.7.3.2. Cuando los fondos provengan del Operador Identificado, éste transferirá mensualmente a la UT los montos correspondientes a cada distribuidora, indicados en la nota de activación, en las fechas establecidas para la verificación de transferencia de fondos de acuerdo con el calendario de facturación y liquidación de las transacciones comerciales de cada mes. La UT cancelará parcial o totalmente a favor de cada distribuidora, según el monto indicado en el plan de pagos, los saldos pendientes de pago del trimestre en curso de aplicación de la administración del diferencial de precios DPr.

19.7.3.3. Cuando los fondos provengan de una distribuidora, como resultado de un ajuste extraordinario del precio de la energía, ésta transferirá mensualmente a la UT el cincuenta por ciento (50%) de los ingresos adicionales en las fechas establecidas para la verificación de transferencia de fondos de acuerdo con el calendario de facturación y liquidación de las transacciones comerciales de cada mes, montos que deberán estar indicados en la nota de activación. La UT cancelará parcial o totalmente a favor de cada distribuidora, según el monto transferido cada mes, los saldos pendientes de pago del trimestre en curso de aplicación de la administración del diferencial de precios DPr.

19.7.3.4. La UT abonará mensualmente los montos transferidos por el Operador Identificado a las cuentas pendientes de cobro resultado de la administración del diferencial de precios DPr correspondientes a los PMs que venden energía en el MRS, según los PMs y montos indicados en el plan de pagos suministrado.

Por otra parte, la UT abonará mensualmente los montos transferidos por las distribuidoras a raíz de un ajuste extraordinario del precio de la energía a las cuentas pendientes de cobro resultado de la administración del diferencial de precios DPr de los PMs que venden energía en el MRS, de acuerdo con la cuenta pendiente de cobro más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.

19.7.3.5. Los montos aportados anticipadamente por el Operador Identificado, ya sea para cancelar parcial o totalmente Saldos Pendientes de Pago de los PMs que venden energía en el MRS o para que las distribuidoras obtengan descuentos en sus compras de energía en el MRS, así como los ingresos adicionales

obtenidos por las distribuidoras por un ajuste extraordinario de precios, deberán ser descontados por la UT a efectos del cálculo del AF correspondiente a cada distribuidora. Asimismo, el remanente de la deuda acumulada al final del trimestre de ajuste de precio de la energía en curso, será liquidado por los distribuidores en 3 cuotas mensuales de igual valor a lo largo del siguiente trimestre de ajuste del precio de la energía.



SIGET

