

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2010/ama

04 de octubre de 2010

Ingeniera
Ingrid Chávez de Mendoza
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	5/oct/10
HORA	11:53
Recibido por	Manuel Sosa
Clave/Archivo	SIGET - 62

Estimada Ingeniera Chávez:

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

ACUERDO No. 274-E-2010

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, San Salvador, a las quince horas con cincuenta y cinco minutos del día uno de octubre de dos mil diez.

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), debía ser publicado a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve.

III. Mediante el Acuerdo No. 222-E-2009 de fecha treinta y uno de julio de dos mil nueve, se ordenó la publicación del ROBCP aprobado mediante Acuerdo No. 232-E-2008.

Por medio del Decreto Ejecutivo No. 47 de fecha veintidós de mayo de dos mil siete, publicado en el Diario Oficial No. 91 Tomo No. 375 de la misma fecha, se aprobaron reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad relacionadas con la aplicación del artículo 90 de dicho cuerpo normativo; estableciendo que en la fórmula de cálculo del monto mensual originado por la energía retirada por cada distribuidor en el MRS y las diferencias de precio de la energía (DP), debía utilizarse el denominado “Precio Monómico” horario de la energía en el MRS (P_{MON}). El mencionado decreto también determinó que la SIGET, mediante Acuerdo, emitiría la metodología para determinar el precio monómico, la cual se basaría en el Precio de Energía y el Cargo de Capacidad vigente en el MRS.

IV. En el contexto de aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM), no se ha requerido de una metodología explícita para el cálculo del Precio Monómico, pues al no haber remuneración de capacidad, dicho precio es exactamente igual al precio en el MRS.

Situación distinta se produce en el contexto de aplicación del ROBCP, pues al existir un precio horario para la energía (P_{MRS}) y un cargo por capacidad mensual (CC), se considera indispensable contar con una metodología para el cálculo del Precio Monómico, la cual es procedente que se encuentre contenida en el mismo ROBCP.

Por lo anterior, la Gerencia de Electricidad de esta Institución elaboró una propuesta de “Metodología para el Cálculo del Precio Monómico de la Energía (P_{MON}) para determinación del Diferencial de Precios (DPr)”, a efectos de que entre en aplicación una vez entre en vigencia el ROBCP.

- V. Por medio del Acuerdo No. 255-E-2010 de fecha veinticuatro de septiembre de dos mil diez, esta Junta de Directores concedió audiencia a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), para que en el plazo de tres días hábiles contados a partir del siguiente al de la notificación del mencionado acuerdo, presentara sus observaciones y comentarios respecto de la propuesta de “Metodología para el Cálculo del Precio Monómico de la Energía (P_{MON}) para determinación del Diferencial de Precios (DPr)”.
- VI. En respuesta al Acuerdo No. 255-E-2010, la ingeniera Sandra Ingrid Chávez de Mendoza, en su calidad de Presidenta de la Junta Directiva de la UT, remitió nota el veintinueve de septiembre de dos mil diez, en la que manifiesta que:
1. Es necesario especificar en la formulación del Cálculo del Precio Monómico de la Energía (P_{MON}), que el componente “Cmrs” es la capacidad firme provisoria adquirida por la distribuidora en el MRS en el mes para el cual se calcula el DPr. De igual forma, se debe compatibilizar este concepto con el agregado final del acuerdo, indicando que son las capacidades firmes provisorias adquiridas por las distribuidoras.
 2. La metodología debe aplicarse en forma horaria, manteniendo la consistencia de unidades en todos sus componentes, específicamente, el Cargo por Capacidad (CC), ya que está definido por mes.
- VII. La Gerencia de Electricidad de esta Superintendencia ha efectuado un análisis respecto a cada una de las observaciones remitidas por la UT, de la manera siguiente:
- Al especificar que la capacidad firme que se utilice para el cálculo del Precio Monómico es la “provisoria”, quedará claro que, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas no serán necesarios re-cálculos del P_{MON} ni del DPr; por lo que se recomienda aceptar la primera propuesta de la UT, puesto que contribuye a clarificar la aplicación de la fórmula de cálculo del P_{MON} .
 - La segunda propuesta de la UT se considera innecesaria, puesto que, como resultado de la aplicación de la fórmula se obtienen datos horarios, aunque el segundo componente del precio de la misma – el asociado con los pagos de capacidad – resulta del cociente de datos mensuales: pago mensual por capacidad dividido por la energía mensual total retirada en el MRS por la distribuidora, lo que da lugar a un valor constante de ese segundo componente de precio para cada una de las horas del mes.

En consistencia con lo anterior, se recomienda que se aclare que será factible realizar el cálculo de todos los P_{MON} horarios, hasta que se cuente con la información completa del mes correspondiente.

- VIII. Tomando en cuenta las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad señaladas en el considerando anterior, esta Junta de Directores estima procedente aprobar la modificación del numeral 19.2 del capítulo 19: “Administración de las diferencias entre los precios de la energía en el MRS y los PE_0 ” del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

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

- a) Aprobar la siguiente modificación al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción:

Modificar el numeral 19.2 del capítulo 19: “Administración de las diferencias entre los precios de la energía en el MRS y los PE_0 ”, de la manera siguiente:

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 fórmula siguiente:

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

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 PE_0 y el $PMon_i$ (US\$).

PE_0 : Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en punta, resto o valle del uno de enero al treinta uno de diciembre del año 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 correspondientes a los bloques horarios de punta, resto o valle.

$PMon_i$: 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:

$$P_{Mon_i} = P_{mrs_i} + \frac{C_{mrs} * CC}{\sum_{i=1}^H E_{mrs_i}} \times 1,000$$

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.

- b) Notificar. "L.E.M.M." "W. Jiménez" "Ilegible" "R. Atanacio C." "Rubricadas".



SIGET

Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad

