

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-51-2015, emitida el 19 de noviembre de dos mil quince, donde literalmente dice:

**“COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESOLUCIÓN CRIE-51-2015**

RESULTANDO:

-I-

Que con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ente Operador Regional –EOR-, mediante nota EOR-PJD-03-11-2015-033 presentó recomendación para que el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas para la asignación de los Derechos Firmes –DF-, sea realizado por dicho ente con base en una proyección de precios derivada del planeamiento operativo, conforme lo dispuesto en el numeral 8.2.6 del Libro III del RMER.

-II-

Que el día 11 de noviembre de 2015, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, emitió la Resolución CRIE-46-2015, por medio de la cual aprobó el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, en la cual se incluye la recomendación del EOR descrita en el párrafo anterior, y en consecuencia, el día 16 de noviembre de 2015, como parte de proceso de asignación de Derechos Firmes programado para el mes de diciembre del presente año, el EOR procedió a la publicación de la proyección de precios nodales derivados del planeamiento operativo.

-III-

El equipo técnico de la CRIE en su labor de monitoreo del mercado, identificó que la proyección de precios nodales publicada por el EOR para las subastas de Derechos Firmes de diciembre de 2015, evidencian un comportamiento significativamente alto de los diferenciales de precios nodales, comparándolo con el comportamiento histórico del MER. Esta situación demuestra que la recomendación dada por el EOR, la cual es totalmente irresponsable y resultó por completo inadecuada e inconveniente y que de aplicarse provocará un evidente bloqueo para la presentación de ofertas de compra en el proceso de subastas de DF programado para el mes de diciembre de 2015, situación que requiere la inmediata intervención de la CRIE para proteger y garantizar el beneficio de los usuarios finales del servicio eléctrico de la región. Por lo anterior y con el fin de encontrar una rápida solución al problema generado por el EOR, el día 18 de noviembre de 2015, la CRIE



le remitió la nota identificada como CRIE-SE-309-18-11-2015, mediante la cual se le instruye presentar a esta Comisión, ese mismo día, una propuesta normativa de aplicación inmediata que corrija los excesivos valores de diferencias de precios nodales, debidamente documentada con resultados para su implementación. La propuesta normativa requerida en carácter de urgencia por la CRIE no fue presentada por el EOR en el plazo indicado.

-IV-

Que la Gerencia de Mercado y la Gerencia Jurídica de CRIE, con fecha 18 de noviembre de 2015, emitieron el informe conjunto identificado como GM-GJ-01-11-2015, en el que luego de analizar los resultados que arrojó la proyección de precios nodales publicada por el EOR para las subastas de DF de diciembre de 2015, recomendó aplicar temporalmente una metodología de proyección estadística basada en los datos históricos de los precios del MER, en tanto no se identifique una alternativa metodológica que refleje de manera más óptima los precios del MER. Adicionalmente, y con el fin de verificar si el planeamiento operativo puede ser considerado en el futuro para las proyecciones de precios nodales del MER, recomendó que se realice una auditoría especializada con el fin de verificar si los estudios de planeamiento operativo realizados por el EOR, están apegados a los criterios establecidos por el RMER y las mejores prácticas técnicas para estos fines.

CONSIDERANDO:

-I-

Que el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE–, es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional; que tiene como uno de sus objetivos generales el de hacer cumplir dicho tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y tiene asignada como una de sus facultades la de regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios.

-II-

Que siendo una de las facultades de la CRIE asignadas por el referido Tratado Marco, la de tomar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos, emitió la resolución CRIE-46-2015, en la que adoptó la recomendación realizada por el EOR para que el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas para la asignación de los Derechos Firmes –DF–, fuera realizado por el EOR tomando en cuenta una proyección de precios derivada del planeamiento operativo, conforme lo dispuesto en el numeral 8.2.6 del Libro III del RMER, resaltando que los resultados de dicha proyección evidenciaron un comportamiento significativamente alto de los diferenciales de precios nodales, comparándolo con el comportamiento histórico del MER, pues a manera de ejemplo, el

diferencial de precios promedio entre los nodos Moyuta 230 y Ahuachapán 230, según la última proyección de precios para el año 2016 (periodo de pruebas), con base en datos históricos publicada por el EOR es de US\$ 7.2, sin embargo, la diferencia de precios entre el mismo par de nodos, según la publicación oficial del EOR para las subastas de DF de diciembre 2015, es de US\$ 76, estableciéndose un incremento de más de 1000%.

-III-

Que la Gerencia de Mercado y Gerencia Jurídica de esta Comisión mediante el informe conjunto de gerencias GM-GJ-01-11-2015, determinaron que la proyección de precios nodales publicada por el EOR para las subastas de DF de diciembre de 2015, realizada con base en la recomendación del propio EOR, contenida en nota identificada como EOR-PJD-03-11-2015-033, se aleja sustancialmente del comportamiento histórico del MER, demostrando que la recomendación dada por el EOR fue totalmente irresponsable resultando completamente inconveniente y perjudicial para el desarrollo del MER, ya que de aplicarse los resultados obtenidos por el EOR para los precios mínimos, provocaría un evidente desincentivo para la presentación de ofertas de compra en el proceso de subastas de DF programado para el mes de diciembre de 2015; y por lo tanto, planteando la necesidad inmediata de intervención de la CRIE en el proceso de subastas de DF, a fin de dictar medidas de emergencia que corrijan los excesivos valores de diferencias de precios nodales actualmente publicados por el EOR. Debido a lo crítico de los plazos disponibles para evaluar alternativas de solución, es recomendable aplicar de forma temporal, hasta que no se identifique una alternativa metodológica que refleje de manera más óptima los precios del MER, una metodología de proyección estadística basada en los datos históricos de los precios del MER.

-IV-

Que la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo estudiado la propuesta planteada por el equipo técnico de la CRIE, contenida en el informe conjunto de gerencias identificado como GM-GJ-01-11-2015 y habiendo debatido sus conclusiones, decidió acoger las recomendaciones vertidas en el mismo y en consecuencia dictar una resolución tomando disposiciones de carácter temporal desarrollando sus recomendaciones.

POR TANTO:

La CRIE, acogiendo las recomendaciones de las Gerencias de Mercado y Jurídica contenidas en el informe conjunto GM-GJ-01-11-2015, y con base en lo considerado y normas citadas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y disposiciones específicas del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

PRIMERO. ACOGER la recomendación contenida en el informe conjunto de la Gerencia de Mercado y Gerencia Jurídica de la CRIE, identificado como GM-GJ-01-11-2015, de fecha 18 de noviembre del año en curso.

SEGUNDO. APROBAR como normativa de aplicación temporal el Anexo I de la presente resolución, “Método de Medias Móviles”, para el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas en el Procedimiento de aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, aprobado mediante la resolución CRIE-46-2015, la que estará vigente hasta que esta Comisión emita nuevo pronunciamiento al respecto.

TERCERO. Para la aplicación de la normativa del Anexo I de la presente resolución, el EOR deberá aplicar los siguientes criterios:

- a. El cálculo de los Precios Mínimos aceptables de ofertas para la asignación de los Derechos Firmes será realizado por el EOR, tomando en cuenta una proyección estadística del promedio mensual de los precios nodales de la RTR, con base en los precios ex antes históricos del predespacho regional, obtenidos a partir del mes de junio de 2013 y hasta un mes antes de realizar las correspondientes convocatorias de asignación de Derechos Firmes. La metodología de la proyección estadística se adjunta como Anexo I de la presente resolución.
- b. La base de datos para la proyección de precios nodales del MER para el cálculo de los precios mínimos aceptables, será generada a partir de los datos históricos de precios del Predespacho del MER disponible a partir de junio de 2013. Esta base de datos estará disponible en el sitio web del EOR.

Las series de datos se definirán como el promedio mensual del precio para cada nodo de la RTR, para cada mes de los últimos tres (3) años.

- c. A medida que se obtenga más información histórica de los precios del Predespacho Regional y se cubran más series de datos mensuales, se completarán las series faltantes y se reducirá la necesidad de proyecciones intermedias o réplicas de datos a fin de completar los tres años de datos necesarios para la proyección de los precios nodales del MER. Se aplicará una proyección por series de tiempo, para obtener la proyección para cada nodo de la RTR para el período de validez de los Derechos Firmes a asignar.
- d. Hasta que la CRIE indique lo contrario, no se permitirá la reventa de los Derechos Firmes.

CUARTO. INSTRUIR al EOR para que realice el procedimiento de Asignación de Derechos Firmes Anual A1601 y Asignación de Derechos Firmes Mensual M1601, de conformidad con la siguiente calendarización:

ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES ANUAL A1601		
ACTIVIDAD	FECHA INICIO	FECHA FIN
Convocatoria y Publicación de Información Previa	23/11/2015	23/11/2015
Presentación de Solicitudes y Documentación	24/11/2015	04/12/2015
Verificación de Solicitudes Recibidas	07/12/2015	08/12/2015
Publicación de Solicitudes Aceptadas y Rechazadas	09/12/2015	09/12/2015
Ejecución de Asignación y Publicación de Resultados	09/12/2015	09/12/2015
Presentación de Impugnaciones	10/12/2015	10/12/2015
Publicación de Conciliación	11/12/2015	11/12/2015
Envío de Facturación en Formato Digital	14/12/2015	14/12/2015
Periodo de Pago y Presentación de Garantías de Debido Cumplimiento	15/12/2015	21/12/2015
Verificación y Liquidación de Fondos Primera Cuota o Pago Total	22/12/2015	23/12/2015
Devolución de Garantía de Solicitud de Compra de DF	24/12/2015	24/12/2015
Entrega de Certificados de Titularidad y Facturación en Físico	24/12/2015	24/12/2015
Publicación DTER-DF	05/01/2016	05/01/2016
ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES MENSUAL M1601		
ACTIVIDAD	FECHA INICIO	FECHA FIN
Convocatoria y Publicación de Información Previa	23/11/2015	23/11/2015
Presentación de Solicitudes y Documentación	24/11/2015	04/12/2015
Verificación de Solicitudes Recibidas	07/12/2015	08/12/2015
Publicación de Solicitudes Aceptadas y Rechazadas	09/12/2015	09/12/2015
Ejecución de Asignación y Publicación de Resultados	09/12/2015	09/12/2015
Presentación de Impugnaciones	10/12/2015	10/12/2015
Publicación de Conciliación	11/12/2015	11/12/2015
Envío de Facturación en Formato Digital	14/12/2015	14/12/2015
Periodo de Pago y Presentación de Garantías de Debido Cumplimiento	15/12/2015	21/12/2015
Verificación y Liquidación de Fondos Primera Cuota o Pago Total	22/12/2015	23/12/2015
Devolución de Garantía de Solicitud de Compra de DF	24/12/2015	24/12/2015
Entrega de Certificados de Titularidad y Facturación en Físico	24/12/2015	24/12/2015
Publicación DTER-DF	05/01/2016	05/01/2016

QUINTO. INSTRUIR al EOR para que **ASUMA** las responsabilidades que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos le asignan, y se abstenga en el futuro de recomendar procedimientos, metodologías o cualquier tipo de normativa de carácter operativo, que por disposición explícita de las normas regionales vigentes le corresponde proponer a esta Comisión para su aprobación, que no haya sido sometida previamente a pruebas o evaluaciones contundentes que demuestren su adecuado funcionamiento y que no vayan en detrimento del desarrollo del Mercado Eléctrico Regional.

SEXTO. DEJAR SIN EFECTO la convocatoria y publicación de información previa realizada por el EOR el 16 de noviembre de 2015, correspondiente a la Asignación de Derechos Firmes Anual A1601 y Asignación de Derechos Firmes Mensual M1601.

SEPTIMO. SUSPENDER de forma temporal el numeral 3.4.1 del Anexo A, de la resolución CRIE-46-2015. Entre tanto, aplíquese el procedimiento aprobado mediante el resuelve **SEGUNDO** de la presente resolución.

OCTAVO. APROBAR el procedimiento denominado “Asignación Temporal del IVDT”, contenido en el Anexo II de la presente Resolución.



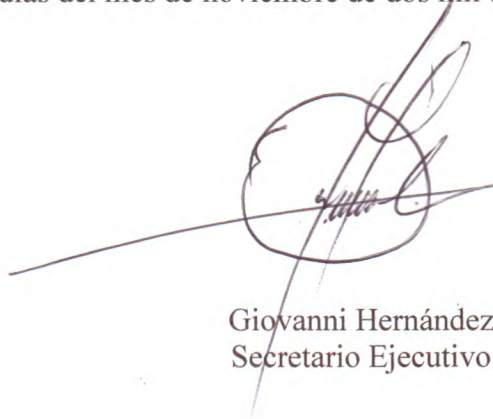
NOVENO. APROBAR la Asignación Temporal del IVDT de junio hasta diciembre 2015, correspondiente a los ingresos por Venta de Derechos de Transmisión –IVDT’s- que falten de recaudar en el transcurso de 2015, correspondientes a la asignación de Derechos Firmes Anuales realizada en diciembre de 2014 –A1501-, de acuerdo al Anexo II de esta Resolución.

DÉCIMO. DEJAR SIN EFECTO: a) los montos asignados de IVDT de julio 2015 a diciembre 2015 publicados por el EOR en el DTER-DF correspondiente a la Asignación A1501 realizada en diciembre 2014; y b) los montos asignados de IVDT de julio 2015 a junio 2016 publicados por el EOR mediante el título “Resultados Conciliación de DF junio 2015”, correspondiente a la Asignación A1507 realizada en junio 2015.

DÉCIMO PRIMERO. VIGENCIA. La presente resolución cobrará vigencia al momento de su publicación en la página web de la CRIE.

NOTIFÍQUESE al Ente Operador Regional –EOR- y reguladores nacionales y **PUBLÍQUESE** en la página web de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en dieciséis (16) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de San Luís Talpa, República de El Salvador, a los veinte días del mes de noviembre de dos mil quince.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO I.

MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES

El método de Medias Móviles (MM) para series de tiempo, consiste en tomar un conjunto de valores observados, encontrar el promedio de esos valores, incluir factores que representan a los elementos que componen la serie tales como tendencia, estacionalidad, y luego poder obtener un pronóstico para el período siguiente. El número de observaciones pasadas con las cuales se obtendrá el pronóstico debe especificarse al principio. El término de Medias Móviles es usado porque a medida que nuevas observaciones son disponibles un nuevo promedio puede ser calculado al eliminar las primeras observaciones e incluir las más recientes. El nuevo promedio se utiliza entonces como el pronóstico para el próximo período. Así, el número de datos usados de la serie de tiempo para el promedio es siempre constante e incluye las observaciones más recientes.

Este método es ampliamente utilizado para series de tiempo discretas con el objetivo de pronosticar valores futuros inmediatos. Su aceptación puede atribuirse a su simplicidad, su eficiencia computacional, la facilidad de ajustar su respuesta a los cambios en el proceso que está siendo pronosticado y a su razonable precisión.

Debido a que el método de Medias Móviles se aplicará para el pronóstico de Precios, se utilizarán estos elementos en el modelo. Los datos usados son por tanto los precios pasadas, y las variables a utilizar se describen a continuación:

$P_{i,j}$: Precio Promedio Mensual correspondiente al j -ésimo mes durante el período i . Por ejemplo si se tiene un período de un año dividido en 12 meses, la j -ésima observación corresponderá al Precio Promedio Mensual de uno de esos meses.

SP_k : Suma de los Precios Promedio Mensual del período k . Esto equivale a la suma de las Precios Promedio Mensual que comprenden el período k .

R_j : Coeficiente estacional de la j -ésima observación.

$P_{i,j}^*$: Pronóstico del Precio Promedio Mensual j -ésimo para el próximo período.

$\sum_{i=1}^k P_{i,j}$: Suma de los Precios Promedio Mensuales de las últimas j -ésimas observaciones para los períodos desde $i = 1$ hasta k .

Por ejemplo, en el caso de 3 períodos anuales divididos en intervalos de 12 meses, $\sum_{i=1}^k P_{i,1}$ correspondería a la suma de los Precios Promedios Mensuales de los meses de enero de los períodos, $\sum_{i=1}^k P_{i,2}$ a la suma de los Precios Promedios Mensuales de los febreros, y así sucesivamente.



T: Tendencia.

Coefficiente estacional R_j

Este factor representa el porcentaje promedio de contribución de la j-ésima observación al Precio Promedio Mensual del período i, durante k períodos. Así por ejemplo si se tienen k períodos anuales divididos en 12 meses, para el mes primero R_1 sería:

$$R_1 = \frac{\text{Suma de los Precios Promedio Mensuales de Enero}}{\text{Suma de los Precios Promedio Mensuales del año}}$$

$$R_1 = \frac{P_{11} + P_{21} + P_{31} + \dots + P_{k1}}{SP_1 + SP_2 + SP_3 + \dots + SP_k}$$

En general:

$$R_j = \frac{\sum_{i=1}^k P_{ij}}{\sum_{i=1}^k SP_i} \quad (1)$$

Donde j varía de 1 hasta n (número de observaciones contenidas en el período) y se cumple:

$$\sum R_j = 1$$

Tendencia

La tendencia representa el comportamiento de los datos para largos períodos de tiempo. En otras palabras muestra los movimientos a largo plazo de las series, movimientos que pueden reflejar crecimiento, declinación persistente o sucesivas etapas de crecimiento y declinación en el desarrollo evolutivo de las series. El concepto de tendencia implica la idea de regularidad o de continuidad. Pueden haber cambios en la tendencia, cambios debido a la inclusión de un nuevo elemento o a la eliminación de un elemento antiguo; pero esencialmente la tendencia de una serie de observaciones ordenada en el tiempo se concibe como un proceso suave y continuo que sustenta las irregularidades de observación a observación o de período a período que caracterizan a la mayoría de las variables históricas.

El aumento de la observación primera del segundo período con respecto a la observación primera del primer período será:



$$\frac{P_{2,1} - P_{1,1}}{P_{1,1}}$$

El aumento de la observación primera del período tercero con respecto a la observación primera del segundo período será:

$$\frac{P_{3,1} - P_{2,1}}{P_{2,1}}$$

y así sucesivamente.

El factor de tendencia se toma como el promedio de todos estos aumentos relativos, es decir:

$$T_1 = \frac{\frac{(P_{2,1} - P_{1,1})}{P_{1,1}} + \frac{(P_{3,1} - P_{2,1})}{P_{2,1}} + \dots + \frac{(P_{k,1} - P_{k-1,1})}{P_{k-1,1}}}{k - 1}$$

En forma sumatoria se tiene:

$$T_j = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^{k-1} \frac{(P_{i+1,j} - P_{i,j})}{P_{i,j}} \quad (2)$$

Donde $j = 1, 2, 3, \dots, n$

Fórmula del pronóstico

Teniendo el valor de la Tendencia (T), Suma de los Precios Promedio Mensual del período k (SD_k) y el coeficiente estacional para la observación j -ésima (R_j), se puede obtener la estimación j -ésima para el período $k+1$ mediante la siguiente ecuación:

$$P_{k+1,j}^* = SP_k * R_j * (1 + T_j) \quad (3)$$

Como una ilustración del uso del método de Medias Móviles, se generará el pronóstico para el cuarto año partiendo de los datos históricos de los tres años anteriores mostrados en la tabla siguiente.



Tabla 1: Precios Promedio Mensuales de tres años de un mercado (Precios en US\$/MWh)

Observación	Mes	Año 1	Año 2	Año 3
1	Enero	75.45	77.85	80.60
2	Febrero	67.60	70.32	73.57
3	Marzo	76.70	79.50	82.95
4	Abril	75.77	78.47	81.25
5	Mayo	75.65	78.58	81.88
6	Junio	76.20	79.02	82.50
7	Julio	76.95	80.33	83.25
8	Agosto	73.25	75.40	78.01
9	Septiembre	75.47	77.98	81.57
10	Octubre	76.25	80.22	83.43
11	Noviembre	76.70	80.95	84.02
12	Diciembre	78.57	82.75	86.77
Total		904.56	941.37	979.80

El pronóstico para el mes de Enero del cuarto año se obtiene de la siguiente manera:

$$T_j = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^{k-1} \frac{(P_{i+1,j} - P_{i,j})}{P_{i,j}}$$

Donde $k = 3$ (número de períodos de historia)

$j = 1$ (por ser Enero la primera observación)

Por lo tanto:

$$T_1 = \frac{1}{3-1} \sum_{i=1}^{3-1} \frac{(P_{i+1,1} - P_{i,1})}{P_{i,1}} = \frac{77.85 - 75.45}{75.45} + \frac{80.6 - 77.85}{77.85}$$

$$T_1 = 0.0335$$



Ahora:

$$R_j = \frac{\sum_{i=1}^k P_{ij}}{\sum_{i=1}^k SP_i}$$

$$R_1 = \frac{\sum_{i=1}^3 P_{1i}}{\sum_{i=1}^3 SP_i} = \frac{75.45 + 77.85 + 80.6}{904.56 + 941.37 + 979.8}$$

$$R_1 = 0.0827$$

y el pronóstico para el mes de Enero del año cuarto será:

$$P_{k+1,j}^* = SP_k * R_j * (1 + T_j)$$

$$P_{4,1}^* = SP_3 * R_1 * (1 + T_1) = 979.8 (0.0827) (1+0.0335)$$

$$P_{4,1}^* = 83.82 \text{ \$/Mwh}$$

Y así sucesivamente para los pronósticos de los demás meses.

En la tabla siguiente se presenta el pronóstico para el cuarto año y los valores más importantes.



Tabla 2. Pronóstico para los datos de la Tabla utilizando el método de Medias Móviles.

MES	PRONOSTICO AÑO 4 (\$/MWh)	Tj	Rj
enero	83.02	0.033	0.083
febrero	76.50	0.043	0.075
marzo	86.24	0.034	0.085
abril	84.55	0.035	0.083
mayo	85.17	0.040	0.083
junio	85.77	0.041	0.084
Julio	86.75	0.040	0.085
agosto	81.10	0.032	0.080
septiembre	84.72	0.040	0.083
octubre	87.01	0.046	0.085
noviembre	87.71	0.046	0.085
diciembre	90.40	0.051	0.088



ANEXO II.

Asignación temporal del IVDT

El objetivo de este apartado es definir la manera de compensar económicamente a los Agentes Transmisores Nacionales que se le asignaron cargos netos por la aplicación de lo dispuesto en la Resolución No. CRIE-P-26-2014 en el período de diciembre 2014 amayo 2015.

Para tal efecto, el EOR distribuirá la totalidad de los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión -IVDT'S- que falten de recaudar correspondientes a la asignación de Derechos Firmes Anuales realizada en diciembre 2014, únicamente a los Agentes Transmisores Nacionales, excepto EPR, que resulten con cargos netos considerando los IVDT'S establecidos en el DTER de diciembre 2014 hasta el DTER de mayo 2015, inclusive; y los montos de CVTneto asignados desde el DTER de enero hasta el DTER de mayo 2015, inclusive.

La distribución la realizará el EOR de acuerdo a la proporción en que pagaron los cargos asignados, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IVDTEM_{AT}^n = IVDT_{TOTAL} \frac{CARGO_{Neto}_{AT}^n}{\sum CARGO_{Neto}_{AT}^n} \quad , \text{ si } IVDT_{TOTAL} = \sum CARGO_{Neto}_{AT}^n$$

$$IVDTEM_{AT}^n = (IVDT_{TOTAL} + CARGO_{tem}_{EPR}) \frac{CARGO_{Neto}_{AT}^n}{\sum CARGO_{Neto}_{AT}^n} \text{ si } IVDT_{TOTAL} < \sum CARGO_{Neto}_{AT}^n$$

Donde:

$IVDTEM_{AT}^n$ = Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión Temporal que le corresponde recibir al Agente Transmisor "n", en cuotas mensuales iguales desde el DTER de junio hasta el DTER de noviembre 2015.

$IVDT_{TOTAL}$ = Total de Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión pendiente de liquidar correspondiente a los meses de julio a diciembre 2015 según el DTER-DF de la asignación A1501 realizada en diciembre 2014.

$CARGO_{Neto}_{AT}^n$ = Cargo Neto resultante de sumar los CVTn's asignados al Agente Transmisor "n" durante todo el periodo de enero a mayo 2015 y los IVDT's asignados a dicho Agente desde el DTER de diciembre 2014 hasta el DTER de mayo 2015, excepto EPR.



Si el $IVDT_{TOTAL}$ no fuera suficiente para compensar el $\sum CARGO_{Neto}_{AT}^n$, entonces el EOR asignará un cargo por dicha diferencia a los Tramos SIEPAC No Interconectores del Agente Transmisor Nacional EPR de cada país proporcionalmente al Abono Neto resultante de sumar los CVTn's asignados a EPR durante todo el periodo de enero a mayo 2015 y los IVDT's asignados a dicho Agente desde el DTER de diciembre 2014 hasta el DTER de mayo 2015, en cuotas iguales a partir del DTER de junio hasta el DTER de diciembre 2015, estos cargos que se asignarán se denominan $CARGO_{tem}_{EPR}$.

$CARGO_{tem}_{EPR}$ = Cargo que asignará el EOR, si el $IVDT_{TOTAL}$ no fuera suficiente para compensar el $\sum CARGO_{Neto}_{AT}^n$,

Según los montos publicados por el EOR en los DTER y en los DTER-DF, la asignación de $IVDTEM_{AT}^n$ se asignará de acuerdo a la siguiente tabla:

CÓDIGO	NOMBRE	TOTAL INGRESO NETO (USD)	SOLO CARGOS Y NO EPR FACTOR DE DISTRIBUCION	IVDTEM (USD)
1TCOMCOELG	Comercializadora eléctrica de Guatemala, S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TCOMCOMEL	Comercializadroa Electronova, S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TGENCAISA	Compañía agrícola industrial Santa Ana, S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TGENCEAIG	Central Agrícola Guatemalteca S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TGENINGMA	Ingenio Magdalena	\$ 0.00	\$ -	\$ -
1TGENINGS	San Diego, S.A	\$ 7.41	\$ -	\$ -
1TGENSIDGU	Siderúrgica de Guatemala S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TTRADUITG	Duke Energy Internacional Transmisión Guatemala LTDA.	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TTRAEMPRR	Empresa Propietaria de la Red	\$ 78,974.94	\$ -	\$ -
1TTRAETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, INDE	\$ 551,318.29	\$ -	\$ -
1TTRARECSA	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TTRATRELC	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A	\$ (9.83)	\$ (9.83)	\$ 7.35
1TTRATRELO	Transporte de Electricidad de Occidente	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
1TTRATRENC	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A	\$ 38,625.78	\$ -	\$ -
1TTRATREN	Transmisora de Energía Renovable, S.A	\$ (0.00)	\$ (0.00)	\$ 0.00
2T_T01	Empresa transmisora de El Salvador, sociedad anónima de capital variable	\$ 45,405.47	\$ -	\$ -
2T_T02	Empresa propietaria de la Red	\$ 137,926.79	\$ -	\$ -
3TENEE	Empresa nacional de Energía Eléctrica	\$ 1,058,856.60	\$ -	\$ -
3TEPRHON	Empresa propietaria de la Red	\$ 924,913.20	\$ -	\$ -
4TENATREL	Empresa Nacional de transmisión Eléctrica	\$ 620,459.74	\$ -	\$ -
4TEPRNIC	Empresa propietaria de la Red	\$ 430,262.48	\$ -	\$ -
5TEPRCRI	Empresa propietaria de la Red	\$ (75,888.99)	\$ -	\$ -
5TICE	Instituto Costarricense de Electricidad	\$ (210,268.81)	\$ (210,268.81)	\$ 157,263.06
6TEPRPAN	Empresa propietaria de la Red	\$ (54,904.65)	\$ -	\$ -
6TETESA	Empresa de transmisión eléctrica S.A	\$ (1,318,576.14)	\$ (1,318,576.14)	\$ 986,181.99
TOTAL		\$ 2,227,102.29	\$ (1,528,854.78)	\$ 1,143,452.40

Adicionalmente, según los montos publicados por el EOR en los DTER y en los DTER-DF, la asignación de **CARGO_{tem}_{EPR}** se asignará de acuerdo a la siguiente tabla:



CÓDIGO	NOMBRE	INGRESOS EPR	SOLO ABONO EPR	CARGO A EPR DE JUN a DIC15	IVDTEM + CARGO tem EPR (USD)
1TCOMCOELG	Comercializadora eléctrica de Guatemala, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TCOMCOMEL	Comercializadroa Electronova, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TGENCAISA	Compañía agrícola industrial Santa Ana, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TGENCEAIG	Central Agrícola Guatemalteca S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TGENINGMA	Ingenio Magdalena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1TGENINGSD	San Diego, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1TGENSIDGU	Siderúrgica de Guatemala S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TTRADUITG	Duke Energy Internacional Transmisión Guatemala LTDA.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TTRAEMPRR	Empresa Propietaria de la Red	\$ 78,974.94	\$ 78,974.94	\$ (19,361.09)	\$ -
1TTRAETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, INDE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1TTRARECSA	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TTRATRELC	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 9.83
1TTRATRELO	Transporte de Electricidad de Occidente	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
1TTRATRENC	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1TTRATRENRR	Transmisora de Energía Renovable, S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00
2T_T01	Empresa transmisora de El Salvador, sociedad anónima de capital variable	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2T_T02	Empresa propietaria de la Red	\$ 137,926.79	\$ 137,926.79	\$ (33,813.42)	\$ -
3TENEE	Empresa nacional de Energía Eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3TEPRHON	Empresa propietaria de la Red	\$ 924,913.20	\$ 924,913.20	\$ (226,746.94)	\$ -
4TENATREL	Empresa Nacional de transmisión Eléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
4TEPRNIC	Empresa propietaria de la Red	\$ 430,262.48	\$ 430,262.48	\$ (105,480.93)	\$ -
5TEPRCRI	Empresa propietaria de la Red	\$ (75,888.99)	\$ -	\$ -	\$ -
5TICE	Instituto Costarricense de Electricidad	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 210,268.81
6TEPRPAN	Empresa propietaria de la Red	\$ (54,904.65)	\$ -	\$ -	\$ -
6TETESA	Empresa de transmisión eléctrica S.A	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,318,576.14
TOTAL		\$ 1,441,283.78	\$ 1,572,077.42	\$ (385,402.38)	\$ 1,528,854.78

