

11-27-2009

Resolución Extenta 1278, establece normas para la adecuada implementacion de la Ley No 20.257

National Energy Commission

Follow this and additional works at: https://digitalrepository.unm.edu/la_energy_policies

Recommended Citation

National Energy Commission. "Resolución Extenta 1278, establece normas para la adecuada implementacion de la Ley No 20.257." (2009). https://digitalrepository.unm.edu/la_energy_policies/35

This Other is brought to you for free and open access by the Latin American Energy Policy, Regulation and Dialogue at UNM Digital Repository. It has been accepted for inclusion in Latin American Energy Policies by an authorized administrator of UNM Digital Repository. For more information, please contact disc@unm.edu.

Tipo Norma	:Resolución 1278 EXENTA
Fecha Publicación	:01-12-2009
Fecha Promulgación	:27-11-2009
Organismo	:COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Título	:ESTABLECE NORMAS PARA LA ADECUADA IMPLEMENTACIÓN DE LA LEY N° 20.257, QUE INTRODUJO MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
Tipo Version	:Unica De : 01-12-2009
Inicio Vigencia	:01-12-2009
URL	: http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=1008540&idVersion=2009-12-01&idParte

ESTABLECE NORMAS PARA LA ADECUADA IMPLEMENTACIÓN DE LA LEY N° 20.257, QUE INTRODUJO MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Núm. 1.278 exenta.- Santiago, 27 de noviembre de 2009.- Vistos:

- a) Lo dispuesto en los artículos 2° y 4° letra d) del DL 2.224, de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", y
- b) Lo señalado en la ley N° 20.257, que introduce modificaciones al DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables no Convencionales, en adelante "ley N° 20.257".

Considerando:

- a) Que el artículo 150° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "artículo 150° bis", establece para las empresas eléctricas que efectúen retiros desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts la obligación de acreditar que un porcentaje de la energía retirada fue inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, obligación que recae sobre todos los contratos de suministro suscritos a partir del 31 de agosto de 2007, y
- b) Que el artículo 2° transitorio de la ley N° 20.257 dispone que la Comisión debe establecer, mediante resolución exenta, las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de su artículo 1° transitorio y de las normas que introduce la ley N° 20.257 a la Ley General de Servicios Eléctricos,

Resuelvo:

Artículo primero: Apruébense las siguientes disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada aplicación de la ley N° 20.257:

TÍTULO I

De los medios de generación cuyas inyecciones permiten acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en la ley

1.- Para la acreditación de las obligaciones que emanan del inciso primero del artículo 150° bis, sólo se considerarán aquellas inyecciones contabilizadas en el balance de inyecciones y retiros de energía del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante e indistintamente "CDEC", efectuadas a los sistemas eléctricos mediante medios de generación renovables no convencionales y centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, definida de acuerdo al numeral 3 de esta resolución.

2.- El evento de interconexión al sistema eléctrico a que se hace alusión en el inciso segundo del artículo 1° transitorio de la ley N° 20.257, corresponderá a la primera sincronización del medio de generación al sistema eléctrico, registrada ante las direcciones correspondientes del respectivo CDEC o ante alguna empresa que posea líneas de distribución. El cumplimiento de la obligación referida en el artículo 150°

bis deberá efectuarse con medios de generación cuya primera sincronización al sistema eléctrico se haya realizado con posterioridad al 1 de enero de 2007.

3.- El concepto de potencia máxima señalado en el inciso décimo primero del artículo 150° bis, en el numeral 2) de la letra aa) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el inciso tercero del artículo 1° transitorio de la ley 20.257 y en la presente resolución, corresponde a la suma de las potencias máximas brutas de las unidades de generación que constituyen el medio de generación, informadas a la Dirección de Peajes, en adelante "DP", del respectivo CDEC de acuerdo al artículo 9-12 letra d numeral cardinal I de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios contenida en la resolución exenta N° 85, del 7 de octubre de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial el 16 de octubre de 2009.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por medio de generación al conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario, que utilizan el mismo recurso energético y que se conectan al sistema eléctrico a través de un punto de conexión en común. Se entenderá por unidad de generación el equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores. Se entenderá que existen elementos en común cuando una falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad.

4.- Para dar cumplimiento a lo establecido en el inciso tercero del artículo 1° transitorio de la ley N° 20.257, se considerarán únicamente las ampliaciones de capacidad instalada de generación que se realicen con posterioridad al 1 de enero de 2007 y que se encuentren debidamente registradas ante las Direcciones correspondientes del respectivo CDEC y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante e indistintamente "la Superintendencia", de modo tal que estas entidades puedan verificar la potencia adicionada con posterioridad a esa fecha, en adelante "potencia adicionada", y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

La cuantía de las inyecciones reconocidas a los medios de generación referidos en el inciso anterior para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, se calculará en conformidad a la siguiente expresión:

$$IR = IF * (PMF - PMI) / PMF$$

Donde IR son las inyecciones de energía reconocidas al medio de generación para acreditar el cumplimiento en un determinado periodo; IF son las inyecciones de energía realizadas a los sistemas eléctricos por el medio de generación para el mismo periodo, PMF es la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación, PMI es la potencia máxima que tenía el medio de generación con anterioridad al 1 de enero de 2007 y (PMF - PMI) es la potencia adicionada.

Para efectos del cumplimiento de lo establecido en el inciso tercero del artículo 1° transitorio de la ley 20.257, una central hidroeléctrica conservará su condición de medio de generación renovable no convencional si, luego de ampliada su capacidad instalada de generación, la potencia máxima del medio de generación es inferior a 20.000 kilowatts.

5.- Sin perjuicio de lo señalado en el numeral anterior y en conformidad con lo establecido en el inciso decimoprimer del artículo 150° bis, las inyecciones reconocidas a las centrales hidroeléctricas para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero de ese artículo corresponderán a las efectuadas a los sistemas eléctricos por dichas centrales corregidas por un factor proporcional (FP) determinado de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Si la central corresponde a un medio de generación renovable no convencional, esto es, si su potencia máxima es inferior a 20.000 kilowatts, FP será igual a 1.0 (uno).
- Si la potencia máxima (PM) de la central es igual o inferior a 40.000 kilowatts e igual o superior a 20.000 kilowatts, el factor proporcional se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kilowatts}) / 20.000 \text{ kilowatts})$$

- Si la potencia máxima de la central es superior a 40.000 kilowatts, FP será igual a 0 (cero).

6.- Corresponden a fuentes de energías renovables las señaladas en la letra aa) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, esto es, energías de la biomasa, hidráulica, geotérmica, eólica, solar y de los mares.

Para acreditar el cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150° bis, correspondiente a un año determinado, sólo se considerarán las inyecciones provenientes de fuentes primarias de energías renovables y generadas por medios de generación no convencionales, al tenor de lo señalado en la letra aa) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, no se considerarán aquellas fuentes de energía para las cuales el origen de su potencial energético ha sido aportado por una fuente no renovable o electricidad, tal como podría ser el caso de medios de generación que utilicen un recurso hidráulico que ha obtenido su potencial energético mediante el aumento de su altitud sobre el nivel del mar por medio de bombeo.

7.- Para efectos del catastro señalado en el numeral 17, la DP de cada CDEC deberá calificar los medios de generación sincronizados a su respectivo sistema eléctrico que cumplen las condiciones para que sus inyecciones sean reconocidas para acreditar la obligación establecida en inciso primero del artículo 150° bis. Para tal fin, cada DP podrá solicitar a los propietarios de los medios de generación la información que estime necesaria.

8.- En caso que algún propietario de medios de generación presente ante la Superintendencia un reclamo respecto de la calificación indicada en el numeral anterior, ésta resolverá previo informe de la Comisión.

No obstante, mientras no exista una resolución emitida por la Superintendencia, las respectivas DPs mantendrán en sus registros los medios de generación renovables no convencionales calificados de acuerdo al numeral 7. Una vez comunicada la resolución de la Superintendencia a las respectivas DPs, éstas efectuarán las necesarias correcciones a los registros, cálculos y reliquidaciones, si correspondiesen.

TÍTULO II

De los contratos relacionados con la obligación establecida en la ley

9.- Los contratos a que hace referencia el inciso primero del artículo 1° transitorio de la ley N° 20.257, corresponden a todos aquellos suscritos a partir del 31 de agosto de 2007, ya sean contratos nuevos, renovaciones o extensiones, en plazo o magnitud de suministro, u otros de similar naturaleza, incluidas las renovaciones automáticas, de contratos suscritos con anterioridad a la referida fecha.

10.- Cada año las empresas eléctricas que durante ese año fuesen a efectuar retiros de energía, desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, asociados a contratos de suministro con distribuidoras o clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, o que hubiesen durante el año previo efectuado retiros de energía asociados a ese tipo de contrato en los mencionados sistemas, deberán entregar a la DP, con copia a la Superintendencia, una declaración jurada firmada por su representante legal, en adelante "declaración".

La declaración deberá entregarse hasta el 10 de enero de cada año en conformidad al formato que para esto establezca la DP, el cual deberá contener al menos los siguientes antecedentes de cada contrato vinculado a los retiros señalados en el inciso precedente:

- a) individualización de las partes;
- b) montos de energía y/o potencia contratada;
- c) fecha de suscripción;
- d) vigencia;
- e) última fecha de modificación del contrato ya sea por renovación o extensión, en plazo o magnitud de suministro, u otras de similar naturaleza, incluidas las renovaciones automáticas;
- f) la magnitud total de los suministros que estuvieron afectos a la obligación establecida en el artículo 150° bis asociados a los retiros de energía realizados durante el año calendario precedente a la fecha de la declaración, y
- g) la magnitud total de los suministros que se estima estarán sujetos a la obligación señalada para el año calendario correspondiente a la fecha de la declaración.

La declaración deberá contener, además, los antecedentes de los medios de generación contratados que están incluidos en el catastro de medios de generación descrito en el numeral 17 señalando la fecha de suscripción del contrato respectivo y la vigencia del mismo.

Durante el año 2010, la declaración podrá realizarse hasta el 10 de marzo y sólo deberá contener los antecedentes de los contratos de suministro con distribuidoras o con clientes finales que estarán vigentes durante dicho año, así como la información señalada en el inciso precedente.

Las empresas eléctricas que a la fecha de presentación de la declaración no se encuentren en alguna de las condiciones establecidas en el inciso primero, y que con posterioridad a esa fecha suscriban contratos de suministro con distribuidoras o clientes finales comprometiendo retiros de energía durante el año calendario correspondiente al de la fecha de suscripción del contrato, deberán entregar la declaración a más tardar 30 días después de la fecha de suscripción de los mencionados contratos.

11.- La DP de cada CDEC podrá requerir información complementaria a la declaración que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las

disposiciones contenidas en el artículo 150° bis.

12.- Las empresas eléctricas deberán actualizar su declaración si, con posterioridad a la fecha de presentación, existen cambios en sus condiciones contractuales que alteren la magnitud de los suministros que se estima estarán sujetos a la obligación establecida en el artículo 150° bis para el año calendario correspondiente a la fecha de la declaración, o en los medios de generación contratados que inyecten energía a los sistemas eléctricos en dicho año. Dichas actualizaciones deberán ser presentadas a la DP respectiva, con copia a la Superintendencia, a más tardar 30 días después de verificados los cambios contractuales antes referidos.

13.- La Superintendencia podrá requerir a las empresas señaladas en el inciso primero del artículo 150° bis los antecedentes que permitan sustentar sus declaraciones. La información contenida en la declaración deberá ser posible de verificar mediante contratos y la facturación correspondiente.

14.- Respecto de los convenios señalados en el inciso tercero del artículo 150° bis, copias autorizadas de los mismos deberán entregarse a las DP de cada CDEC de los sistemas en los que participan las empresas eléctricas que suscriben dicho convenio, a más tardar el 1 de marzo de cada año.

TÍTULO III

Del registro público que deberán llevar los CDEC

15.- Las DP de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y trasposos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en el artículo 150° bis y en los artículos transitorios de la ley 20.257.

Dicho registro deberá publicarse en el sitio web de cada CDEC, debiendo mantenerse permanentemente a disposición del público, y ser de libre acceso, sin necesidad de exigir requisito alguno para acceder a la información contenida en él. Su primera publicación deberá realizarse a más tardar el 28 de abril de 2010.

16.- El registro público señalado en el inciso anterior estará constituido por un catastro de medios de generación, balances mensuales, un balance preliminar anual y un balance definitivo anual para cada año de verificación del cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis.

17.- El catastro de medios de generación deberá contener los medios de generación renovables no convencionales y las centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, que cumplan las condiciones para que sus inyecciones sean reconocidas para acreditar la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis. El catastro deberá incluir, al menos, para cada medio de generación las fuentes de energía primaria, la potencia máxima, la localización geográfica, la fecha de la primera sincronización al respectivo sistema eléctrico, el punto de conexión al sistema eléctrico, la individualización del propietario y la potencia adicionada a aquellas centrales que cumplan lo establecido en el inciso tercero del artículo 1° transitorio de la ley 20.257. Adicionalmente, si el medio de generación tiene contratada su producción de energía con alguna de las empresas señaladas en el inciso primero del artículo 150° bis, el catastro deberá individualizar dicha empresa.

La publicación del catastro de medios de generación deberá actualizarse a más tardar el día 28 de cada mes.

18.- Se deberá publicar un balance mensual para cada mes del año, con excepción de diciembre. El balance mensual deberá contener, para cada empresa eléctrica considerada en el balance de inyecciones y retiros de energía de los CDECs respectivos, al menos los siguientes antecedentes:

- a) magnitud total de los retiros afectos a la obligación establecida en el artículo 150° bis realizados durante el mes correspondiente al balance y de los acumulados durante el año calendario, medidas en megawatts-hora;
- b) magnitud total de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis generada durante el mes correspondiente al balance y de la acumulada durante el año calendario, medidas en megawatts-hora, y
- c) magnitud de las inyecciones de energía a los sistemas eléctricos durante el mes correspondiente al balance y de las acumuladas durante el año calendario, realizadas por cada uno de los medios de generación incluidos en el catastro señalado en el numeral anterior, sean éstos propios o contratados, medidas en megawatts-hora.

Los balances mensuales deberán publicarse a más tardar el día 28 del mes inmediatamente siguiente al correspondiente al balance.

19.- Se deberá publicar un balance preliminar anual para cada año calendario que rija la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis. El balance

preliminar anual deberá contener, para cada empresa eléctrica considerada en el balance de inyecciones y retiros de energía de los CDECs respectivos, al menos los siguientes antecedentes:

- a) magnitud total de los retiros afectos a la obligación establecida en el artículo 150° bis realizados durante el año correspondiente al balance, medida en megawatts-hora;
- b) magnitud total de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis generada durante el año correspondiente al balance, medida en megawatts-hora;
- c) magnitud de las inyecciones de energía a los sistemas eléctricos realizadas durante el año correspondiente al balance, por cada uno de los medios de generación incluidos en el catastro señalado en el numeral 17, sean éstos propios o contratados, medida en megawatts-hora;
- d) magnitud total de las inyecciones de energía reconocidas para acreditar la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior al correspondiente al balance, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año y se hayan realizado a partir del 1 de enero de 2010;
- e) magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación correspondiente al año inmediatamente anterior al del balance, en conformidad con lo estipulado en el inciso quinto del artículo 150° bis, expresadas en megawatts-hora;
- f) diferencia entre la magnitud de las inyecciones de energía reconocidas para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis y la magnitud de la obligación a acreditar para el año correspondiente al balance (DIF), expresada en megawatts-hora y calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$DIF = (IERaño + IERprevio) - (Oaño + Oprevia)$$

Donde:

- IERaño corresponde a la suma de las magnitudes de las inyecciones señaladas en la letra c),
- IERprevio corresponde a la magnitud de las inyecciones señaladas en la letra d),
- Oaño corresponde a la magnitud de la obligación señalada en la letra b),
- Oprevia corresponde a la magnitud de la postergación señalada en la letra e),

y

g) magnitud de los excedentes (EX) señalados en el inciso tercero del artículo 150° bis posibles de traspasar a otra empresa eléctrica, expresada en megawatts-hora y calculada de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Si DIF es menor o igual a 0 (cero), EX será igual a 0 (cero).
- Si la diferencia entre IERaño y Oaño ($IERaño - Oaño$) es menor o igual a 0 (cero), EX será igual a 0 (cero).
- Si DIF es mayor que 0 (cero) y la diferencia entre IERaño y Oaño es mayor que 0 (cero), entonces EX será igual al menor valor entre DIF y la diferencia entre IERaño y Oaño, esto es:

$$EX = \text{Min} [DIF; (IERaño - Oaño)]$$

El balance preliminar anual deberá publicarse a más tardar el 28 de enero del año siguiente al año correspondiente al balance.

20.- El balance definitivo anual deberá contener, además de los antecedentes contemplados en el balance preliminar anual, al menos los siguientes antecedentes para cada empresa eléctrica considerada en el balance de inyecciones y retiros de energía de los CDECs respectivos:

- h) magnitud de los excedentes señalados en el inciso tercero del artículo 150° bis que han sido traspasados, expresados en megawatts-hora, identificando las empresas a las cuales se han efectuado los traspasos o desde las cuales se han recibido los traspasos, según sea el caso. La magnitud de los excedentes que son recibidos en traspaso será expresada en valores positivos y la de los entregados en traspaso en valores negativos;
- i) magnitud del déficit de acreditación de la obligación correspondiente al año del balance (DEF), expresada en megawatts-hora y calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$DEF = (Oaño + Oprevia) - (IERaño + IERprevio + EXtrasp)$$

En caso que el resultado de la expresión anterior sea inferior a 0 (cero), DEF será 0

(cero);

j) magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación correspondiente al año del balance (Opost), en conformidad con lo estipulado en el inciso quinto del artículo 150° bis, expresada en megawatts-hora, no pudiendo ser superior al menor valor entre DEF y el 50% de la magnitud señalada en el literal b) del numeral anterior, esto es:

$$\text{Opost} = \text{Min} [\text{DEF}; 0.5 * \text{Oaño}]$$

k) magnitud del recuento de cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis correspondiente al año del balance (RC), expresada en megawatts-hora y calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{RC} = (\text{IERaño} + \text{IERprevio} + \text{EXtrasp} + \text{Opost}) - (\text{Oaño} + \text{Oprevia})$$

Donde:

Oaño corresponde la magnitud de la obligación señalada en la letra b) del numeral anterior,

Oprevia corresponde a la magnitud de la postergación señalada en la letra e) del numeral anterior,

IERaño corresponde a la suma de las magnitudes de las inyecciones señaladas en la letra c) del numeral anterior,

IERprevio corresponde a la magnitud de las inyecciones señaladas en la letra d) del numeral anterior,

EXtrasp corresponde a la suma de las magnitudes de los excedentes señalados en la letra h) previa, la cual se contabilizará siempre y cuando las empresas eléctricas cumplan con lo estipulado en el numeral 14, y

Opost corresponde a la magnitud de la postergación definida en la letra j) previa, la cual se contabilizará siempre y cuando las empresas eléctricas hagan llegar a la DP respectiva una copia de la comunicación señalada en el inciso quinto del artículo 150° bis, a más tardar el 1 de marzo del año siguiente al correspondiente al balance;

l) cuantía del cargo señalado en el inciso cuarto del artículo 150° bis correspondiente al año del balance (Canual), expresado en UTM, calculado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Canual (UTM)} = -1 * \text{CUnit} * \text{RC}$$

Donde:

CUnit es el cargo por cada megawatt-hora de déficit, calculado en conformidad con lo establecido en el inciso cuarto del artículo 150° bis, esto es, corresponderá a 0,4 UTM (unidad tributaria mensual) por cada megawatt hora de déficit, si los cargos (C anual) señalados en el inciso cuarto del artículo 150° bis correspondientes a los tres años previos al del balance fueron iguales a cero. En caso contrario, esto es, que el cargo (C anual) de cualquiera de los tres años señalados sea superior a cero, el cargo unitario (CUnit) corresponderá a 0,6 UTM por cada megawatt hora de déficit.

Sólo se contabilizarán los cargos (Canual) cuyo valor resultante de la expresión señalada precedentemente sean superiores a cero;

y

m) magnitud de las inyecciones de energía a los sistemas eléctricos realizadas durante el año correspondiente al balance, reconocidas para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis que le corresponda en el año calendario inmediatamente siguiente al del balance (IERSig), expresada en megawattshora, no pudiendo ser superior al menor valor entre RC y la magnitud señalada en el literal c) del numeral anterior, esto es:

$$\text{IERSig} = \text{Min} [\text{RC}; \text{IERaño}]$$

En caso que el resultado de la expresión anterior sea inferior a 0 (cero), IERSig será 0 (cero);

En el caso que para alguna empresa la suma de los excedentes que traspasa, deducidos de los convenios señalados en el numeral 14, sea superior a la magnitud de sus excedentes (EX) calculados en conformidad con lo estipulado en la letra g) del numeral precedente, no se considerarán los traspasos de dicha empresa en la contabilización de la magnitud de

los excedentes señalados en la letra h) previa.

Las transferencias de los excedentes señalados en el inciso tercero del artículo 150° bis se realizarán siempre hacia una empresa donde la magnitud de la diferencia (DIF) señalada en la letra f) del numeral anterior sea inferior a 0 (cero).

Adicionalmente, el balance definitivo anual deberán informar el valor promedio ponderado al cual se han transado los excedentes señalados en el inciso tercero del artículo 150° bis, medido en pesos chilenos por megawatt-hora, de acuerdo a lo informado por las empresas en los convenios señalados en el numeral 14.

El balance definitivo anual deberá publicarse a más tardar el 28 de marzo del año siguiente al año correspondiente al balance, sin perjuicio de eventuales reclamaciones o discrepancias que pudiesen presentarse al Panel de Expertos.

Artículo segundo: Los plazos de días señalados en la presente resolución corresponden a días corridos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

Artículo tercero: Publíquese la presente resolución en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Rodrigo Iglesias Acuña, Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Energía.