

**RESOLUCIONES SECRETARIA DE ENERGIA RELATIVAS AL SISTEMA DE  
TRANSPORTE – AÑOS 2002 Y 2003**

**RESOLUCION SE 130/2003**

Publicada en el Boletín Oficial del 26/03/2003 - Número: 30118 - Página : 40

Bs. As., 24/03/2003

Modifícase la resolución Nro. 106/2003, que estableció las ampliaciones a ser impulsadas, los montos a asignar en carácter de "máximos totales" a los efectos de los requerimientos de fondos adelantados a la fecha de habilitación comercial de las obras, y el procedimiento de autorización y contratación para la concreción de las ampliaciones.

---

**RESOLUCION SE 106/2003**

Publicada en el Boletín Oficial del 05/03/2003 - Número: 30103 - Página : 13

Bs. As., 28/02/2003

Ampliaciones a ser impulsadas de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones habilitado por el artículo 7° de la Resolución N° 1, del 2 de enero de 2003.

---

**RESOLUCION SE 1/2003**

Publicada en el Boletín Oficial del 08/01/2003 - Número: 30063 - Página : 9

Bs. As., 02/01/2003

Establécese la aplicación, hasta la finalización del periodo estacional de invierno 2003, en "Los Procedimientos para la programación, el despacho de cargas y el calculo de precios establecidos por la Resolución N° 61/92 ex SEE, los valores determinados en el articulo 1° de la Resolución SE N° 2/2002. Modificación de los Reglamentos de diseño y calidad del Sistema de Rransporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal. Sustituyense el texto de los artículos 15 y 16 de la Resolución N° 110/2002 y el articulo 9° de la Resolución N° 124/2002.

---

**RESOLUCION SE 334/2002**

Publicada en el Boletín Oficial del 30/07/2002 - Número: 29951 - Página : 4

Bs. As., 25/07/2002

Modificación de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobados por la Resolución ex-Secretaría de Energía Eléctrica N° 61/92, sus modificatorias y complementarias. Subanexo III-Ampliaciones para Mejora de la Seguridad, Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Bs. As., 24/3/2003

VISTO el Expediente N° S01:0298943/2002 y su agregado sin acumular N° S01:0011009/2003, ambos del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, N° 86 del 30 de enero de 2003 y N° 106 del 28 de febrero de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003, esta SECRETARIA DE ENERGIA estableció las ampliaciones a ser impulsadas, los montos a asignar en carácter de "máximos totales" a los efectos de los requerimientos de fondos adelantados y/o anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, el procedimiento de autorización y contratación para la concreción de las Ampliaciones, el mecanismo y fuentes de financiamiento de las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago de las mismas, y el esquema de garantías requeridas como condición esencial previa para todo anticipo de fondos, o pagos a cuenta o anticipados a la habilitación comercial de la ampliación, en un todo de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de las ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003.

Que con relación al procedimiento de contratación de las ampliaciones, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 estableció en su Artículo 2° que el proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

fueren necesarios, deberán ser ejecutados por el Transportista titular de la Concesión en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el propietario de las instalaciones en los cuales deben ser realizadas.

Que los Agentes Transportistas remitieron notas a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003" (en adelante la COMISION), solicitando aclaraciones respecto al alcance de las garantías previstas en los Artículos 9° y 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003, particularmente en lo referente a los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que de las notas recibidas por la COMISION se deduce una lectura errónea por parte de los Agentes Transportistas, toda vez que interpretan que la antedicha Resolución establece que los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) van a garantizar el cumplimiento de pago, por parte de los terceros beneficiarios de las Ampliaciones o Agentes Demandantes, de los cargos establecidos en el punto 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003.

Que no obstante la asignación de dicha función a los Agentes Transportistas Concesionarios, y a los fines de acotar las responsabilidades que les caben en función de ello, es necesario precisar el alcance y monto de las garantías que deberán presentar por el fiel cumplimiento de las obligaciones previstas asumir en la realización de las Ampliaciones.

Que atento a la dificultad de acceso al financiamiento ante la subsistencia del marco macroeconómico derivado de la emergencia económica y financiera, se estimó



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

necesario establecer un mecanismo de financiamiento alternativo que sustituya durante la presente coyuntura los establecidos en la regulación vigente para este tipo de obras, el que permitiría el otorgamiento de pagos anticipados, reduciendo los costos de ejecución y habilitación de las instalaciones involucradas en esta operatoria.

Que, en función de lo indicado anteriormente, es conveniente adecuar esta operatoria dada la incidencia que ella tiene sobre el alcance de las responsabilidades de los Agentes Transportistas designados como "contratistas" de las ampliaciones en trámite como también de las garantías puestas en juego.

Que por otra parte, dado el mecanismo de contratación previsto, existen alcances de provisiones o accesorios de las mismas que no pueden ser definidos en la etapa de anteproyecto, requiriendo estudios de detalle durante la etapa de ejecución de la Ampliación, por lo que esta SECRETARIA DE ENERGIA entiende adecuado y conveniente flexibilizar las asignaciones de los "montos máximos" a cada obra, consignados en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003, permitiendo la transferencia entre obras y la eventual erogación de adicionales fundadamente justificados, siempre que se respete el "monto global máximo" asignado a cada Agente Transportista, entendido como la sumatoria de los montos asignados a cada Agente Transportista por las obras señaladas en el mencionado Anexo dentro de su ámbito de concesión.

Que con el objeto de realizar las aclaraciones correspondientes, y contemplar normativamente lo reseñado, resulta necesario adecuar el texto de algunas de las condiciones establecidas en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995, el Artículo 12 del Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992 y el Artículo 2° del Decreto N° 601 del 11 de abril de 2002.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Sustituir el Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 con el siguiente texto: "ARTICULO 9°.- Los Agentes Transportistas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que hayan sido designados como "Contratistas" para la construcción de las obras aprobadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto en los Artículos 1° y 4° de esta resolución, deberán garantizar el fiel cumplimiento del cometido asignado conforme lo establecido en los artículos 2° y 3° de la presente resolución.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá implementar, bajo los términos y condiciones fijados en la presente resolución, la celebración de contratos de fideicomiso conforme en los términos de la Ley N° 24.441.

El patrimonio del fideicomiso estará constituido por:

a) los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los efectos de garantizar las tareas a ejecutar exclusivamente por el propio Agente Transportista;

b) las garantías otorgadas por los subcontratistas de equipamiento u obras de



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con el respectivo Agente Transportista, y;

c) los activos consistentes en Equipos Mayores adquiridos con recursos del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", conforme lo dispuesto en el Artículo 10 de la presente resolución.

Este patrimonio del fideicomiso garantizará el fiel cumplimiento por parte del Agente Transportista de las obligaciones a su cargo, de acuerdo al alcance definido en el inciso a) precedente, el fiel cumplimiento de los subcontratistas proveedores de equipos u obras, y/o la devolución de las sumas provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003" en caso de incumplimiento de los mismos.

EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) establecerá los términos y condiciones a los que se sujetará la operatoria establecida en la presente resolución, tanto en lo concerniente al funcionamiento del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", como a la implementación de los contratos de fideicomiso que deban celebrarse, y de las garantías requeridas en cada caso, todo lo cual deberá ser comunicado a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a la SECRETARIA DE ENERGIA, en un plazo de TREINTA (30) días corridos contados a partir de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial".

Art. 2° — Sustituir el Artículo 10 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 con el siguiente texto: "ARTICULO 10.- En el caso de ser necesaria la adquisición de Equipos Mayores para estas obras, y/o la ejecución de obras de adecuación de las instalaciones preexistentes para dar cabida a dicho equipamiento; el Agente Transportista deberá exigir a los subcontratistas de equipamiento



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

u obras, el otorgamiento de todas aquellas garantías, a su favor y a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en su carácter de administrador del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", que fueran menester conforme lo dispuesto en el artículo 3° de la presente resolución.

Tales garantías deberán ser cedidas de modo irrevocable por el Agente Transportista al fideicomiso como beneficiario, como condición esencial previa a todo anticipo de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados a la habilitación comercial de la ampliación, a ser efectuados con recursos del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003".

Ningún pago será efectuado con recursos del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", sin contar con las debidas certificaciones de emisión de Orden de Compra, Avance de Obra, Facturas Pro-Forma, o cualquier otra documentación comercial similar que se requiera conforme lo dispuesto en el artículo 3°, de la presente resolución.

Todos los Equipos Mayores adquiridos con fondos provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003, serán transferidos de modo irrevocable por el Agente Transportista adquirente, al fideicomiso constituido mediante el contrato correspondiente, a los efectos mencionados en el artículo 9° de la presente resolución.

Debido a que el Agente Transportista será el encargado de ejecutar las obras de adecuación o ampliación de las instalaciones preexistentes para la conexión de nuevo equipamiento, y al momento de que las garantías otorgadas por los proveedores de Equipos Mayores adquiridos con fondos provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003" hayan sido liberadas, el Agente Transportista deberá reemplazarlas por las garantías o seguros a ser definidos en el



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

contrato a suscribir, y a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), en beneficio del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003".

La liberación de toda garantía otorgada en el marco de la operatoria establecida en esta resolución, sólo podrá realizarse en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas en los contratos correspondientes, o una vez reintegradas al "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003, en caso de incumplimientos por parte del Agente Transportista o sus subcontratistas de equipamiento u obras, las sumas recibidas de dicho fondo conforme los términos de la presente resolución".

Art. 3° — El monto resultante de la sumatoria de los "máximos totales" asignados a cada obra, señalados en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003, por las obras autorizadas conforme los Artículos 1° y 4° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003, deberá entenderse, dentro del ámbito de concesión de cada Agente Transportista, como "monto global máximo" o asignación máxima total en ese ámbito de concesión, a los efectos de los requerimientos de fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras respectivas, o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, y que serán suministrados por el "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003".

En el caso de existir una diferencia positiva entre el "monto máximo" asignado a una obra y el precio definitivo para la misma en el convenio a suscribir conforme al artículo 4° de la resolución antes mencionada, ésta podrá ser transferida a otra obra dentro del mismo ámbito de concesión cuyo precio definitivo resulte superior al "monto máximo" asignado, así como para la eventual erogación de adicionales fundadamente





*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

justificados y a conformidad de la COMISION, que se requiera incurrir durante la ejecución de la obra, siempre que la suma total de las erogaciones efectivas provenientes del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003" no supere la suma compuesta por: (i) el "monto global máximo" asignado a cada ámbito de concesión; (ii) la suma equivalente al Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente al "monto global máximo"; y (iii) el rendimiento financiero a que se hace referencia en el artículo 4° de la presente resolución.

Art. 4° — Con referencia a lo establecido en el tercer párrafo del Artículo 8° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 y una vez derivados los montos previstos al "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá procurar mantener el valor de las sumas así derivadas durante el tiempo en que no deban ser entregadas como anticipos y/o pagos a cuenta según los cronogramas establecidos para la ejecución de las obras, utilizando a tal efecto una metodología semejante a la que normalmente aplica para con los fondos administrados de la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, denominada comúnmente "Cuenta SALEX", con el mismo objeto.

En consecuencia, el rendimiento financiero obtenido de tal procedimiento podrá ser asignado: (i) al soporte del costo de las ampliaciones involucradas; o, (ii) de no ser utilizados en su totalidad para el cometido anterior, a la reducción de las cuotas que deban hacer frente los agentes beneficiarios de aquellas conforme el Artículo de la mencionada Resolución.

Art. 5° — En virtud de la relevante participación de equipos, materiales, y materias primas de origen importado involucrados en la contratación de las Ampliaciones objeto de la presente resolución, y sin perjuicio de lo establecido en artículo 3° de la



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

presente resolución, en caso ocurrir eventos que impliquen alteraciones en situación macroeconómica imperante que afecte substancialmente el tipo de cambio, SECRETARIA DE ENERGIA podrá asignar fondos adicionales, en caso de no ser suficientes los establecidos por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 en Artículo 1°, con la modificación introducida por artículo 3° de la presente resolución.

Art. 6° — No obstante la delegación asignada al Agente Transportista para la adquisición del equipamiento a licitar de acuerdo a la instrucción impartida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 106 del 28 de febrero de 2003 en Artículo 5°, la responsabilidad por el efectivo pago a los proveedores adjudicatarios resultantes de mencionada licitación, será exclusivamente del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en su carácter de administrador del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 01/2003", salvo que se verifiquen incumplimientos de las obligaciones del Agente Transportista, o del propio proveedor adjudicatario.

Art. 7° — Notifíquese de la presente resolución al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA - TRANSENER S.A., a EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA - TRANSNOA S.A.; a EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA - TRANSNEA S.A.; a EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA DISTROCUYO S.A.; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE; a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA - TRANSPA S.A.; a EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA - TRANSBA S.A.

Art. 8° — Comuníquese, publíquese, dése a Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.— Alberto E. Devoto.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

BUENOS AIRES, 28 FEB 2003

VISTO el Expediente N° S01:0298943/2002 y su agregado sin acumular N° S01:0011009/2003 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, las Resoluciones SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003 y N° 86 del 30 de enero de 2003, y

**CONSIDERANDO:**

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, esta Secretaría introdujo ajustes al REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y extendió, en lo pertinente, los criterios de dicho reglamento a los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL definiendo el reglamento específico.

Que al dictar dicha norma se entendió necesario establecer la implementación de un procedimiento transitorio de identificación y gestión de aquellas ampliaciones que permitan adecuar la operación de tales sistemas de transporte a las normas de diseño establecidas en los reglamentos ya reseñados, como también las destinadas a la mejora de la seguridad de abastecimiento con el objeto de paliar, en lo posible y transitoriamente, el riesgo de suministro a la demanda de zonas consideradas críticas durante la emergencia económica y social.

Que según lo establecido en el Anexo V de la resolución antes citada, la identificación de las Ampliaciones de Adecuación está a cargo de la Transportista concesionaria del área, mientras que las Ampliaciones para satisfacer los Requerimientos Mínimos de Seguridad de Abastecimiento son identificadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que la Transportista Concesionaria del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y las Transportistas Concesionarias de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL remitieron al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) las Ampliaciones de Adecuación por ellos propuestas.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debía informar a esta SECRETARIA su opinión respecto de la pertinencia de dichas obras a la luz de los



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

lineamientos expresados en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, en cuanto a su observancia de los criterios de diseño, priorizando en primer lugar aquellas obras que coadyuvan a mantener los niveles de tensión prescritos o que evitan, ante contingencia simple, la ocurrencia de energía no suministrada (respecto de la energía total abastecida en el punto de alimentación) superior al equivalente de TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda del área durante DIEZ (10) días corridos.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ha producido el informe requerido conforme lo establecido en el Apartado 5 – ANALISIS Y APROBACION DE LAS OBRAS PRESENTADAS del Anexo V – AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL integrante de la resolución precitada.

Que esta Secretaría remitió dicho informe al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), solicitándole a ese organismo que se expida respecto a la no existencia de otros equipos instalados o a instalar con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003, y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) no manifestó observaciones sobre las obras propuestas e indicó que no existen en trámite solicitudes para instalar otros equipos con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003 y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

Que, no obstante, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) informó que DOS (2) de las obras, contempladas en el informe remitido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), habían sido ya consideradas en oportunidad de la revisión tarifaria de la Transportista Concesionaria, y ese Ente había previsto un monto razonable de inversión a esos efectos.

Que el procedimiento de identificación y gestión de las Ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003 tiene carácter transitorio y por única vez, sin perjuicio que este objetivo pueda ser alcanzado en distintas etapas.

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 86 del 30 de enero de 2003 constituyó una Comisión denominada “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” (en adelante la COMISION), cuya misión y funciones son las de asesorar a esta Secretaría sobre: (i) la pertinencia, factibilidad técnica-económica y prioridad de las Ampliaciones sometidas a su consideración en los términos de la citada



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, teniendo en cuenta en el análisis el informe remitido por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE); (ii) la determinación de los costos asociados a ingeniería, montaje, equipos y provisiones y a operación y mantenimiento de las Ampliaciones referidas en el apartado precedente; y (iii) los procedimientos de contratación más adecuados para la concreción de las Ampliaciones autorizadas a efectos de preservar las responsabilidades de los actores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), realizar el seguimiento de los mismos para garantizar la debida publicidad y transparencia del proceso y obtener el máximo provecho de los recursos disponibles.

Que la COMISION, previo análisis de los antecedentes mencionados, sugirió a esta Secretaría las ampliaciones a ser impulsadas en base a su observancia de los criterios definidos en el Reglamento de Diseño, a las erogaciones respectivas que implican su realización, y a los recursos disponibles para solventarlas en esta primera etapa.

Que la elección de las obras a impulsar recayó substancialmente en aquellas ampliaciones definidas como de primera prioridad en el informe elaborado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Que, atendiendo a lo establecido por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, en cuanto a que el mecanismo transitorio de habilitación no implica en modo alguno liberación ni traslado de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios, la COMISION sugirió la exclusión del listado de Ampliaciones a impulsar, de aquellas obras que hayan contado con asignación presupuestaria en oportunidad de la revisión tarifaria de la Concesionaria Transportista.

Que con relación al procedimiento de contratación más adecuado para la concreción de las Ampliaciones a impulsar, en virtud de la perentoriedad requerida para su habilitación operativa, de las características técnicas que presentan, de su realización en el ámbito de estaciones transformadoras existentes, y del debido resguardo de las obligaciones y responsabilidades de la transportista sobre instalaciones que este operando y manteniendo, la COMISION propuso mantener el criterio expresado en el apartado 6 del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, aplicando una metodología similar a la prevista en el Acápite 2.1.- RESPONSABILIDADES EN LA DEFINICION, ADQUISICION, MONTAJE, PUESTA EN SERVICIO Y OPERACION Y MANTENIMIENTO- del Anexo 34 – Subanexo I: AMPLIACIONES ESPECIALES DE



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

CAPACIDAD DE TRANSPORTE - de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS) que como Anexo I integran la Resolución ex - SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de Abril de 1992, modificada por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 137 del 30 de noviembre de 1992 y sus demás modificatorias y ampliatorias, por lo que el proyecto, la adquisición de equipamiento, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por el Transportista titular de la Concesión en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el propietario de las instalaciones en las cuales deben ser realizados.

Que no obstante la asignación de la función de contratistas a las empresas concesionarias Transportistas, a los fines de determinar el precio por las provisiones necesarias para las ampliaciones previstas, y en virtud de preservar un mecanismo competitivo en este segmento substancial del costo total de las mismas, la COMISION sugirió la realización, por parte de la Transportista pero “ad referéndum” de esta Secretaría, de una Licitación Pública por los equipos mayores, comprendidos los transformadores de potencia y de medida, reactores, interruptores, seccionadores, descargadores de sobretensión, bancos de capacitores, celdas y tableros, protecciones y equipos de control, y cualquier otro equipamiento que se identifique como tal en el contrato que se celebre conforme el artículo 3° de esta resolución.

Que la COMISION sugirió que la mencionada licitación se efectúe bajo su supervisión, y se enmarque en la normativa del Decreto N° 1.600 del 28 de agosto de 2002 y la Ley N° 25.551 (“COMPRESA TRABAJO ARGENTINO”), de cumplimiento obligatorio al encontrarse las Concesionarias del Transporte de Energía Eléctrica incluidas en sus alcances.

Que la COMISION evaluó estimativas de costos a los fines de hacer las provisiones presupuestarias correspondientes.

Que sin perjuicio de estas estimativas, la COMISION solicitó a los Agentes Transportistas un presupuesto detallado por los servicios de ingeniería, montaje y puesta en marcha de los equipamientos mencionados, discriminado por costos de provisión de materiales y equipos menores, maquinaria y herramental, mano de obra directa de instalación, ingeniería, subcontratos, gastos indirectos, etc., especificando tiempos



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

estimados y valor horario de mano de obra donde sea aplicable, y tasa de beneficio considerada, a los efectos de precisar la remuneración que será reconocida a las Transportistas a los efectos de su participación en la ingeniería, ejecución y control de dichas obras.

Que atento a la notoria dificultad de acceso al financiamiento que marca la actual etapa de la crisis y la astringencia financiera ante la subsistencia del marco macroeconómico que dio origen a la declaración de la emergencia económica y financiera, se entiende necesario establecer un mecanismo de financiamiento que reemplace en la coyuntura los establecidos en la regulación vigente para este tipo de obras, posibilitando el otorgamiento de pagos anticipados con el objeto de reducir los costos de ejecución y habilitación de las instalaciones involucradas en esta operatoria.

Que en función de lo reseñado precedentemente se considera oportuno y conveniente utilizar a tal fin y en la medida que existan, los recursos no comprometidos y disponibles en la Cuenta y Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, denominados Cuentas SALEX, del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por no estar afectados actualmente a otros destinos o usos regulatorios predefinidos.

Que una vez autorizada la realización de las obras correspondientes a esta categorización, es menester que los Concesionarios de Transporte a los que se les asigne la responsabilidad de llevar adelante la gestión de adquisición de los materiales y componentes necesarios, como así también de la ejecución y puesta en servicio de las obras, garanticen el fiel cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo la calidad y confiabilidad de las obras y de los equipos, hasta la culminación del plazo de amortización del costo de las instalaciones cuya construcción se les encomienda.

Que complementariamente, es necesario también que garanticen la devolución de las sumas recibidas, ante eventuales incumplimientos en sus obligaciones contractuales.

Que si bien se define la asignación de recursos económicos provenientes de las Cuentas SALEX para reemplazar la falta coyuntural de financiamiento, ello no debe entenderse como una asignación sin costo para los usuarios de los sistemas de transporte, ya que se deberán recomponer las sumas erogadas con posterioridad a la utilización de las mismas hasta su completa restitución.

Que dicha devolución deberá considerar el costo de oportunidad que significa





*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

el disponer anticipadamente del caudal financiero requerido para contar, en el menor plazo posible, con las obras a construir por aplicación del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003.

Que es conveniente definir el plazo y la tasa de interés aplicables, los que deberán ser acordes a la situación macroeconómica de la REPUBLICA ARGENTINA para que, sobre las sumas prestadas, no se asuman riesgos mayores a los verificables en el mercado de capitales, como así también que su devolución por parte de los agentes designados como beneficiarios de tales obras no se transforme en una carga insostenible que haga peligrar la cadena de pagos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que el otorgamiento de los recursos financieros conforme el procedimiento establecido en la presente resolución no modifica en modo alguno las responsabilidades asumidas por los Agentes, ya sea en lo que respecta a su actuación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), como a las obligaciones que hayan contraído ante terceros.

Que es necesario prever el responsable de la inspección de las obras a ser autorizadas, a los fines de asegurar el correcto cumplimiento del contrato a suscribir con las Transportistas para la ejecución de las mismas.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA está facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 6° y 8° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995 y el Artículo 12 del Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992.

Por ello,

**EL SECRETARIO DE ENERGIA**

**RESUELVE:**

ARTICULO 1°.- Establecer que las Ampliaciones a ser impulsadas, de acuerdo al procedimiento de identificación y gestión de Ampliaciones habilitado por el Artículo 7° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, y en una primera etapa de ejecución, son las detalladas en el ANEXO de la presente resolución, de la que forma parte integrante. Los montos señalados en el mencionado ANEXO, asignados a cada una de las obras, deben ser entendidos como “estimativas de referencia” a los fines



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

de la correspondiente previsión presupuestaria y como “máximos totales” a los efectos de los requerimientos de fondos anticipados a la fecha de habilitación comercial de las obras o con posterioridad a la misma para completar el pago total de aquellas, los que serán suministrados por el “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” conforme lo dispuesto en la presente resolución. Los montos señalados en el referido ANEXO no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

ARTICULO 2°.- Establecer que el proyecto, la adquisición, el montaje, la puesta en servicio, las modificaciones de instalaciones existentes, inclusive los equipos menores asociados que fueren necesarios, deberán ser ejecutados por la empresa Concesionaria de Transporte en la región eléctrica donde las mismas se instalen o modifiquen, en virtud de ser el titular de las instalaciones en las cuales deberán realizarse las Ampliaciones listadas en el ANEXO de la presente resolución.

ARTICULO 3°.- Instruir a la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” a que elabore el modelo de contrato que establezca las responsabilidades y obligaciones de las Transportistas titulares de la Concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, respecto de todas las acciones técnicas, administrativas, o de cualquier naturaleza que deban realizar estos Agentes en su carácter de “Contratistas”, conducentes a la puesta en funcionamiento definitivo de las mismas, incluyendo la constitución de las necesarias garantías de fiel cumplimiento y las penalizaciones previstas en caso de incumplimiento en tiempo y forma.

En dicho modelo de contrato se deberá contemplar la ejecución del contrato o contratos de fideicomiso cuyas características se definen más adelante y que éste será liberado una vez culminado el plazo de amortización del costo de las obras, conforme lo establecido en la presente norma y con el objeto de contemplar en el mismo los posibles débitos a ser realizados a los Agentes Transportistas “Contratistas” por incumplimiento a las obligaciones asumidas o la indisponibilidad de las Ampliaciones contratadas conforme los artículos 1° y 4° de la presente resolución.

ARTICULO 4°.- Establecer que la efectiva concreción, en esta primera etapa, de las Ampliaciones listadas en el ANEXO de la presente resolución, estará condicionada a la conformidad de la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”, respecto de:

a) Los costos de ingeniería y montaje, que surja del estudio pormenorizado de los costos



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

presentados por las Transportistas en cuyo ámbito de concesión se emplace la Ampliación correspondiente.

- b) La firma del contrato correspondiente, confeccionado en los términos del modelo definido según el anterior artículo 3°, por parte del Agente Transportista como “Contratista” de las ampliaciones que le sean asignadas conforme lo establecido en el artículo 1° de esta resolución.
- c) El acuerdo de la SECRETARIA DE ENERGIA de los resultados de la Licitación efectuada de acuerdo a lo establecido en el artículo siguiente.

Aquellas obras que no cuenten con la conformidad de la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” conforme lo indicado precedentemente, no serán autorizadas para ser ejecutadas en esta etapa, y pasarán a ser incluidas, para su análisis, en una futura etapa de realización.

ARTICULO 5°.- Instruir a las Empresas Transportistas, titulares de la concesión en la región eléctrica donde las ampliaciones autorizadas se instalen o modifiquen, a realizar una Licitación Pública por los equipos mayores, “ad referéndum” de esta Secretaría y bajo el seguimiento de la “COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” constituida por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 86 del 30 de enero de 2003, que comprenda los transformadores de potencia y de medida, reactores, interruptores, seccionadores, descargadores de sobretensión, bancos de capacitores, celdas y tableros, protecciones y equipos de control, y cualquier otro equipamiento que se identifique como tal en el contrato que se celebre conforme el artículo 3° de esta resolución.

La Licitación deberá realizarse observando lo establecido por el Decreto N° 1.600 del 28 de agosto de 2002 y la Ley N° 25.551 (“COMPRES TRABAJO ARGENTINO”), de cumplimiento obligatorio por encontrarse las Concesionarias Transportistas incluidas en su alcance.

ARTICULO 6°.- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que identifique a los agentes beneficiarios de las ampliaciones de transporte de efectiva concreción según el artículo 4° precedente y definidas como de SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO en el ANEXO de la presente resolución, de acuerdo a lo dispuesto en el Apartado 6 del Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 01 del 2 de enero de 2003 y según la metodología establecida en “LOS PROCEDIMIENTOS”.

ARTICULO 7°.- Instruir al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

implementar la operatoria establecida seguidamente en la presente norma, destinada a solventar el FINANCIAMIENTO de las OBRAS autorizadas por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo reglado en el artículo 1° y siguientes de la presente resolución.

ARTICULO 8°.- Establecer que las sumas que se requieran erogar con anticipación a la habilitación comercial y/o para completar el pago, una vez producido tal hecho, del costo de las ampliaciones de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica aprobadas por la SECRETARIA DE ENERGIA según lo dispuesto en los artículos 1° y 4° de la presente norma, serán cedidas en préstamo por las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte de los Corredores a los que se vincularán las mismas, siempre que tales Subcuentas cuenten con recursos disponibles no asignados y/o comprometidos en otros usos o destinos regulatorios previamente establecidos por esta Secretaría o por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en cumplimiento de sus responsabilidades.

De no disponerse de las sumas necesarias para hacer frente a los montos requeridos en la Subcuenta correspondiente, se deberán utilizar los fondos disponibles en la Cuenta de Excedentes por Restricciones de Transporte o, en su defecto, se deberán deducir del resto de las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte, proporcionalmente a su estado superavitario no afectados a otros fines.

Una vez establecida la efectiva concreción de las obras de Ampliación según los artículos 1° y 4° de la presente norma, los montos previstos asignar a cada una de aquellas serán derivados a un Fondo Fiduciario, denominado "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003", cuyo objeto exclusivo será la financiación de las Ampliaciones motivo de la presente resolución, el que actuará como medio vinculante entre la Cuenta y Subcuentas de Excedentes y los Agentes Transportistas designados como "Contratistas", o las empresas a las que les sean adjudicadas por parte de los Agentes Transportistas las provisiones de equipos como resultado de la Licitación señalada en el artículo 5° de la presente resolución.

A tal efecto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá administrar las transferencias que correspondan entre tales cuentas y el Fondo Fiduciario, de forma tal que, cumplidos los requisitos básicos establecidos, estén disponibles al momento en que cada Agente Transportista requiera la entrega de anticipos y/o pagos con destino a la ejecución de las obras autorizadas.

ARTICULO 9°.- Los Agentes Transportistas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

(MEM), que hayan sido designados como “Contratistas” para la construcción de las obras aprobadas por esta Secretaría conforme lo dispuesto en los artículos 1° y 4° de esta resolución, deberán garantizar el fiel cumplimiento del cometido asignado, como así también la calidad y confiabilidad de los equipos y el montaje de las ampliaciones que dan origen a la presente resolución.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá implementar, bajo los términos y condiciones fijados en la presente resolución, la celebración de contratos de fideicomiso conforme a los términos de la Ley N° 24.441. El patrimonio del fideicomiso estará constituido por:

- a) Los créditos actuales y futuros que le correspondan al respectivo Agente Transportista en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM);
- b) Las garantías otorgadas por los subcontratistas de equipamiento u obras de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con el respectivo Agente Transportista, y;
- c) Los activos consistentes en equipamiento de valor relevante o equipos mayores adquiridos con recursos del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”, conforme lo dispuesto en el artículo 10 de la presente resolución.

Este patrimonio del fideicomiso garantizará el fiel cumplimiento por parte del Agente Transportista de las obligaciones a su cargo, la calidad y confiabilidad de las obras y de los equipos, y la devolución de las sumas provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) establecerá los términos y condiciones a los que se sujetará la operatoria establecida en la presente resolución, tanto en lo concerniente al funcionamiento del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”, como a la implementación de los contratos de fideicomiso que deban celebrarse, y de las garantías requeridas en cada caso, todo lo cual deberá ser comunicado a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y a esta Secretaría en un plazo de VEINTE (20) días corridos contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial de la presente resolución.

ARTICULO 10.- En todos los casos que sea necesaria la adquisición de equipamiento de valor relevante para estas obras, y/o la ejecución de obras de adecuación de las instalaciones preexistentes para dar cabida a dicho equipamiento; el ORGANISMO



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá requerir el otorgamiento de todas aquellas garantías adicionales que fuera menester con destino al “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003” establecido en la presente resolución, incluyendo, sin que ello signifique limitación, las otorgadas por los subcontratistas de equipamiento u obras de acuerdo con los contratos de provisión y/o servicios pactados con la respectiva empresa Transportista.

Tal medida se podrá concretar, entre otras opciones posibles, a partir de la nominación del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”. como beneficiario de la ejecución de la garantía correspondiente, o por medio de una cesión irrevocable de las mismas características a favor de dicho Fondo, de resultar el Agente Transportista figurando como beneficiario.

El efectivo otorgamiento de tales garantías será condición esencial previa para todo anticipo de fondos, pagos a cuenta, o pagos anticipados a la habilitación comercial de la ampliación, debiendo contarse asimismo con las debidas certificaciones de emisión de Orden de Compra, Avance de Obra, Facturas Pro-Forma, o cualquier otra documentación comercial que se requiera para el otorgamiento del anticipo o pago solicitado con erogación desde el “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”.

Todo equipamiento de valor relevante o Equipo Mayor adquirido con fondos provenientes del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”, será transferido de modo irrevocable por el Agente Transportista adquirente, al fideicomiso constituido mediante el contrato correspondiente, a los efectos mencionados en el artículo 9° de la presente resolución.

Debido a que el Transportista será el encargado de ejecutar las obras de adecuación o ampliación de las instalaciones preexistentes para la conexión de nuevo equipamiento, y si la cesión de créditos realizada durante un período de UN (1) año de ingresos regulados no cubriera los montos involucrados, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá solicitar que éste presente las garantías adicionales suficientes, en beneficio del “FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003”.

Estas garantías de cumplimiento, presentadas tanto por el Agente Transportista como por sus proveedores de equipos, de ser ello aplicable, podrán ser liberadas en exacta proporción al cumplimiento de las obligaciones asumidas en los



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

contratos correspondientes, siendo posible la liberación total de los ingresos y/o créditos asignados en el Mercado "Spot" del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM), sólo a la culminación del período de amortización de la obra establecido en el artículo 13 de la presente resolución y una vez reintegradas las sumas recibidas del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003", conforme los términos de la presente resolución.

ARTICULO 11.- Las garantías aludidas en los artículos precedentes podrán ser ejecutadas o denunciadas, según corresponda, por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) toda vez que, según la información suministrada por el Agente Transportista, del Organo de Inspección a designar, del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y/o la SECRETARIA DE ENERGIA, se constatará el incumplimiento de las obligaciones asumidas ya sea de los Agentes Transportistas, en su carácter de "Contratistas" de las obras, como también de sus subcontratistas de equipamiento u obras.

ARTICULO 12.- La administración de las cesiones de crédito y de los avales adicionales que garanticen la adecuada operatoria del financiamiento de las obras por parte del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003" y de toda garantía adicional otorgada a su favor conforme el párrafo quinto del artículo 10 de la presente resolución, será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como responsable de la administración de los Fondos y Cuentas del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (MEM).

ARTICULO 13.- Establecer que los montos erogados por la Cuenta y/o Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte conforme lo establecido en el artículo precedente, deberán ser restituidos a partir de la habilitación comercial de cada una de las ampliaciones aprobadas por los Agentes beneficiarios de las mismas, definidos según lo establecido en el apartado 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V – AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, en un período de amortización de CUARENTA Y OCHO (48) meses, con más una tasa de interés equivalente al rendimiento medio anual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en las colocaciones financieras de los recursos correspondientes a la Cuenta y las Subcuentas de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte con vencimiento durante cada año de



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

amortización y cuyo valor anualizado no podrá superar a la tasa anual vencida establecida por el BANCO DE LA NACION ARGENTINA para sus operaciones de descuento de documentos a TREINTA (30) días de plazo.

ARTICULO 14.- Establecer que todo equipamiento de transformación adquirido en cumplimiento de los requisitos mínimos de seguridad de abastecimiento conforme lo establecido en el Anexo V de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, ante una situación de emergencia, en cualquier punto de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, que llevara a una situación de restricción de demanda del tipo que se pretende evitar, y ante la inexistencia de equipamiento de reemplazo disponible de la Transportista responsable, deberá ser cedido a préstamo por los Agentes Transportistas ante el requerimiento expreso del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y la declaración de la situación de emergencia de abastecimiento realizada por dicho Ente.

Tal cesión en préstamo se efectuará por un plazo máximo de SESENTA (60) días, prorrogable por única vez como máximo por igual lapso, a solicitud expresa del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Todos los costos asociados al préstamo y transferencia temporal de dicho equipamiento, como ser flete, seguros, instalación, desmontaje, y demás trabajos necesarios para su adecuado montaje, operación y mantenimiento, y sin que esta enumeración sea limitativa, deberán ser a cargo de la Empresa Transportista para cuyas instalaciones se solicitó tal equipamiento de reemplazo temporal.

ARTICULO 15.- Instruir a la "COMISION OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003" a definir e implementar la metodología de inspección de las ampliaciones y a seleccionar el Organo de Inspección que controle el cumplimiento del contrato por parte de las Empresas Transportistas, incluyendo sus subcontratistas de equipamiento y obras. La COMISION deberá remitir los informes de Inspección a esta Secretaría, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). Los gastos que se requieran para esta tarea de inspección estarán a cargo del "FONDO FIDUCIARIO OBRAS RESOLUCION SECRETARIA DE ENERGIA N° 1/2003" y serán considerados dentro del cálculo de los cargos a abonar por los agentes demandantes conforme lo establecido en el apartado 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION del Anexo V – AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR





*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

DISTRIBUCION TRONCAL de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003.

ARTICULO 16.- Notifíquese de la presente al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), a la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNOA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO SOCIEDAD ANONIMA (TRANSNEA S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO SOCIEDAD ANONIMA (DISTROCUYO S.A.), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE (TRANSCOMAHUE), a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA SOCIEDAD ANONIMA (TRANSPA S.A.) y a la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA (TRANSBA S.A.).

ARTICULO 17.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION S.E. N° 106

**AMPLIACIONES A SER IMPULSADAS, DE ACUERDO AL  
PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN Y GESTIÓN DE LAS  
AMPLIACIONES HABILITADO POR EL ARTÍCULO 7° DE LA RESOLUCIÓN  
SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 DEL 2 DE ENERO DE 2003.  
PRIMERA ETAPA DE EJECUCIÓN**

**1- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION**

1.1- OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

<b>Obra</b>	<b>Justificación</b>	<b>COSTO (Millones de Pesos)</b>
Transformador trifásico de 150 MVA de reserva para la Estacion Transformadora Alicurá	En la actualidad, ante la salida del único transformador instalado, las localidades de Bariloche y S. Martín de los Andes no cuentan con alimentación alternativa. La pérdida del actual transformador determina la existencia de una Energía no suministrada de largo plazo superior al 30% de la demanda durante 10 días.	9,0
Transformador trifásico de 150 MVA de reserva para la Estacion Transformadora Romang.	La salida del transformador de Romang deja gran parte de la demanda del norte de Santa Fe sin alternativa de suministro. La pérdida del actual transformador determina la existencia de una Energía no suministrada de largo plazo superior al 30% de la demanda durante 10 días.	9,0
Instalación de un segundo transformador en Henderson, de 300 MVA 500/220/13,2 KV.	La pérdida del actual transformador determina la existencia de una Energía no suministrada de largo plazo superior al 30% de la demanda durante 10 días.. El abastecimiento de gran parte de la zona centro de la Pcia. de Bs. As. depende del mismo.	15,0
<b>TOTAL</b>		<b>33,0</b>

## 1- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION

## 1.2- OBRAS DE ADECUACION.

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Instalación de 150 MVAR de Capacitores en R. Oeste	Ante altas transmisiones en el corredor NEA-litoral, en dirección sur → norte o norte → sur hay situaciones en que la tensión en R. Oeste puede quedar por debajo de 0.97 pu, que es la mínima aceptada en condiciones estáticas. Esa situación tiene mayor probabilidad de ocurrencia cuando las Centrales AES Paraná y/o Embalse se encuentren fuera de servicio.	10,00
Línea Rosario - Santo Tomé. Reemplazo de la bobina de Onda Portadora para elevar su límite de transmisión a los valores nominales de la línea o de estabilidad.	La línea R. Oeste – Sto. Tomé tiene una limitación de transmisión dada por la bobina de onda portadora. Su instalación elimina las sobrecargas en condiciones de posfalla. También disminuye la necesidad de hacer operar la nueva DAG/DAD NEA ante salidas de Colonia- Elía-Campana, Campana Rodríguez o Sto. Tomé Salto Grande.	0,70
Ampliación de Servicios Auxiliares en Cerrito de la Costa.	La T de Cerrito de la Costa no es una estación convencional. Se busca dar una alternativa más de suministro a los Servicios Auxiliares de la misma con una segunda línea de media tensión que viene de EPEN.	0,60
Incorporación de 1 interruptor de 500 KV en Planicie Banderita.	En la actualidad para realizar maniobras en la Central se debe desconectar el transformador 500/132 KV que vincula la estación Planicie Banderita con la demanda del norte de la Pcia. de Neuquén, produciendo cortes de carga. La instalación de un interruptor evita los cortes mencionados.	4,00
Modificación de conexión del Reactor de barra de Resistencia.	Independizar la bobina del Sistema de transporte, conectándolo a un interruptor dedicado a una barra con 2 seccionadores. La línea a Paso de la Patria quedaría con una configuración de doble interruptor.	1,80
Instalación de un reactor de barras de 150 MVAR en la E.T. Olavarría.	Actualmente el corredor sur tiene déficit de compensación obligando a realizar maniobras en condiciones de baja transmisión. Esta instalación disminuye la cantidad de maniobras, mejora condiciones de posfalla y elimina la necesidad de realizar DAG en rangos bajos de transmisión.	9,20
Instalación de 100 MVAR de Capacitores en Bahía Blanca.	Tensiones bajas en condiciones de Alta transmisión del corredor Comahue – Buenos Aires en la E.T. Bahía Blanca	6,70
TOTAL		33,00

## 2- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO

### 2.1- OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Transformador de 132/33/13.2 kV - 30 MVA como reserva compartida especialmente, entre las Estaciones Bella Vista y Corrientes.	En la actualidad, ante la salida del único transformador instalado en la E.T. Bella Vista y uno de los transformadores de Corrientes no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V <i>“En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones...”</i> se propone asignar un transformador de reserva a compartir entre las estaciones que tienen instalados transformadores de potencia muy desigual, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	1,1
TOTAL		1,1

2- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION  
TRONCAL DE LA REGION DEL NORESTE ARGENTINO

2.2- OBRAS DE ADECUACIÓN.

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
6 Bancos de capacitores de 3 MVAR, 13,2 kV, 50 Hz, en ET Formosa	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la Estación en valores no inferiores a 0,95 p.u.	1,03
4 Bancos de capacitores de 3 MVAR, 13,2 kV, 50 Hz, en ET Goya	Ídem anterior	0,69
4 Bancos de capacitores de 3 MVAR, 13,2 kV, 50 Hz, en ET Paso de los Libres.	Ídem anterior. Sin embargo la estación en M.T. es del distribuidor. Como por resolución las obras se deben realizar en instalaciones del transportista se sugiere realizar la obra en Monte Caseros si es posible y de una magnitud de potencia similar.	0,69
Montaje de un seccionador de 132 KV en el extremo Corrientes Centro del ramal Corrientes – Centro-Resistencia.	Permite mayor flexibilidad en la operación ante fallas en uno de los ramales que vincula Resistencia-Corrientes-Sta Catalina.	0,03
Provisión y montaje de 12 TI lado secundario de transformadores en E.E.T.T, Resistencia Norte, Corrientes Centro, Clorinda y Formosa de acuerdo a características presentadas por el transportista.	Adaptación de los TI a la potencia nominal del transformador.	0,02
TOTAL		2,46

### 3- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO

#### 3.1- OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO.

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Transformador de 132/33/13.2 kV - 30 MVA como reserva compartida entre las Estaciones Transformadoras del área NOA Norte (Tartagal, Pichanal, Salta Norte, Salta Este y San Pedro)	En la actualidad, ante la salida del único transformador instalado en las localidades citadas no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V <i>“En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones...”</i> se propone asignar un transformador de reserva a compartir entre las estaciones con trafo único mencionadas, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	1,1
Transformador de 132/33/13.2 KV - 30 MVA como reserva compartida entre las Estaciones Transformadoras del área NOA Centro-Sur (Catamarca II, Huacra)	Ídem anterior	1,1
TOTAL		2,2

3- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION  
TRONCAL DE LA REGION DEL NOROESTE ARGENTINO

3.2- OBRAS DE ADECUACIÓN

<b>Obra</b>	<b>Justificación</b>	<b>COSTO (Millones de Pesos)</b>
Instalación de 10 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Tartagal, con conexión/desconexión automática.	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la Estación en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,83
Instalación de 4 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Pichanal	Ídem anterior	0,56
Instalación de 21 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. La Banda	Ídem anterior	1,27
Instalación de 18 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. La Rioja	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de las E.T.Villa Unión y Nonogasta en valores no inferiores a 0,95 p.u.	1,15
Reemplazo de 15 TI de las líneas: La Calera-Frías (3) S.Pedro-San Juancito (6) El Bracho-R.Hondo (3) La Banda-Santiago Centro (3)	Adecuar la capacidad de la línea a lo permitido por el conductor. En algunas condiciones operativas normales se sobrecargan.	0,39
Total		4,2

#### 4- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

##### 4.1- OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO.

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Transformador de 132/33/13.2 kV - 15/10/15 MVA como reserva compartida especialmente para las Estaciones Transformadoras Pedro Luro, Salto, Tornquist y Carmen de Patagones	En la actualidad, ante la salida del único transformador instalado en las localidades citadas no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V "En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones..." se propone asignar un transformador de reserva a compartir entre las estaciones con trafo único mencionadas, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	0,75
Total		0,75



4- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

4.2- OBRAS DE ADECUACIÓN

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Instalación de 6 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Chacabuco	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la E.T. Chacabuco y E.T. Salto en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,38
Instalación de 4,5 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Chivilcoy	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la Estación en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,29
Instalación de 4,5 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Mercedes	Ídem anterior	0,29
Instalación de 4,5 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Junin	Ídem anterior	0,29
Instalación de 3 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Carlos Casares	Ídem anterior	0,23
Instalación de 3 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. 9 de Julio	Ídem anterior	0,19
Instalación de un reactor inductivo en 33 kV de 5 MVAR, campo de 33 Kv y protecciones asociadas en la E.T. Pedro Luro	Evita restricciones operativas en barras de 132 kV de ET Bahía Blanca. Adicionalmente permite proveer de alimentación alternativa a la E.T. Pedro Luro en condiciones N-1 (F/S línea B. Blanca - P. Luro) desde el Sistema Patagónico.	0,544
Reemplazo de Transformadores de Intensidad de la línea Bragado-Chivilcoy 132 kV (ambos extremos)	Elevar el límite de transmisión de la línea (Los TI actuales son de 300 A, y la I nominal del conductor es de 730 A) para evitar restricciones operativas sobre el corredor Bragado-Luján. En la actualidad la corriente nominal del transformador puede sobrepasarse en algunas condiciones de operación	0,08
Total		2,294

## 5- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DEL COMAHUE

### 5.1 OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Transformador de 132/66/13.2 kV - 30/30/30 MVA como reserva compartida entre distintas Estaciones Transformadoras (Villa Regina, Cipolletti o General Roca)	En la actualidad, ante la salida del algún transformador de 132/66/13.2 kV, no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V "En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones..." se propone asignar un transformador de reserva a compartir entre las distintas E.T. con riesgo de abastecimiento, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	1,10
Transformador de 132/33/13.2 kV - 15/10/15 MVA como reserva compartida entre distintas Estaciones Transformadoras (Colonia Valentina, Arroyito o Playa Planicie Banderita)	En la actualidad, ante la salida del alguno de los transformadores único de 132/33/13.2 kV, no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V "En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones..." se propone asignar un transformador de reserva a compartir entre las distintas E.T. con riesgo de abastecimiento, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	0.75
Total		1,85

### 5.2- OBRAS DE ADECUACIÓN

Obra	Justificación	COSTO (Mill\$)
Instalación de 15 MVar de Capacitores Shunt en E.T. Cipolletti, Gral. Roca y Villa Regina.	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de las E.T. en valores no inferiores a 0,95 p.u. (esta Obra no fue requerida por el Transportista)	0.90
Total		0.90

## 6. SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA REGION DE CUYO

### 6.1- OBRAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Transformador de 132/66/13.2 kV , conmutable a 132/33/13.2 kV 30/30/30 MVA como reserva compartida entre distintas Estaciones Transformadoras (principalmente E.T. Capiz, pudiendo adaptarse también a otras E.T.)	En la actualidad, ante la salida del algún transformador de 132/66/13.2 kV, no se podrá satisfacer una parte importante de los requerimientos de potencia y energía de la demanda local. Atendiendo a lo expresado en el Punto 4.2 del Anexo V "En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativas más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones..." se asigna un transformador de reserva a compartir entre las distintas E.T. con riesgo de abastecimiento, con el fin de disminuir la duración de las restricciones sobre la demanda.	1,25
Total		1,25

### 6.2- OBRAS DE ADECUACIÓN

Obra	Justificación	COSTO (Millones de Pesos)
Instalación de 5 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Cápiz.	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la E.T. en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,384
Instalación de 15 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Bajo Río Tunuyán.	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la E.T. en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,760
Instalación de 15 MVAR de Capacitores Shunt en E.T. Anchoris.	Poder mantener en condiciones normales de operación la tensión de la E.T. en valores no inferiores a 0,95 p.u.	0,850
Automatismo de Desconexión de Demanda en San Juan.	Evita colapso del sistema ante fallas simples. Mejora los perfiles de tensión en postcontingencia	0,865
Automatismo de Desconexión de Demanda en Cruz de Piedra.	Evita colapso del sistema ante fallas simples. Mejora los perfiles de tensión en postcontingencia	0,760
Total		3,619

**7.- SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION  
TRONCAL DE LA REGION DE LA PATAGONIA**

**7.1 OBRAS DE ADECUACIÓN**

<b>Obra</b>	<b>Justificación</b>	<b>COSTO (Mill\$)</b>
Instalación reactor inductivo 5 MVar – 33 kV en la E.T. Viedma	Permitirá mantener los niveles de tensión dentro de los límites establecidos en horas de resto y valle. Actualmente en esas bandas horarias la tensión supera el límite de 1.05/1.	0,480
Instalación de 4 bancos de compensación capacitiva de 7 MVAR cada uno en la E.T. Barrio San Martín en 33 KV.	Con motivo de la salida de la Central perteneciente a Energía del Sur, se ha producido una pérdida de aporte local de potencia reactiva. La instalación de ese banco suple parcialmente ese déficit y permite mantener los valores de tensión dentro de los límites establecidos con altas transmisiones norte-sur.	1,344
Instalación de un transformador de 30/20/30 MVA en C. Rivadavia de 132/33/10.4 KV con regulador bajo carga en reemplazo de los tres transformadores de 9 MVA que no tienen RBC.	En la actualidad cuando la demanda es alta en MT y existen niveles de tensión bajos, se deben cambiar las tomas de los transformadores actualmente existentes. Para hacerlo en la actualidad se deben producir restricciones a la demanda porque para realizar esa maniobra hay que sacar los transformadores de servicio. La tensión depende de generación no declarada de origen térmico y eólico.	1,100
<b>TOTAL</b>		<b>2,924</b>



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

BUENOS AIRES, 2 ENERO 2003

VISTO el Expediente N° S01:0298943/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2 del 14 de marzo de 2002, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 126 del 11 de octubre de 2002, todas del MINISTERIO DE ECONOMIA, se establecieron en el marco del estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, declarado por la Ley N° 25.561, ciertas normas destinadas a reglar la operatoria en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante los Períodos Estacionales de Invierno 2002 y Verano 2002 - 2003.

Que, en tanto subsiste en lo sustancial el contexto macroeconómico que diera causa al dictado de algunas de las disposiciones implementadas en las citadas Resoluciones, resulta oportuno y conveniente extender su aplicación al Período Estacional de Invierno-2003.

Que a la fecha no se han atenuado significativamente las dificultades para el acceso de los Agentes Generadores a los mercados financieros respecto de las existentes a la fecha del dictado de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que teniendo en cuenta la evolución hacia el alza de los precios de los combustibles líquidos registrada desde la sanción de la Ley N° 25.561 y los criterios vigentes para la sanción del precio "Spot" de la energía, resulta necesario alentar, mediante ajustes regulatorios pertinentes, tanto la disponibilidad de generación como del combustible requerido para satisfacer adecuadamente la demanda eléctrica, particularmente en áreas en las que con anterioridad se han registrado restricciones al abastecimiento de gas natural para usinas.

Que la desadaptación sufrida por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a causa de las limitaciones fácticas y jurídicas extra y suprasectoriales generadas por el contexto de emergencia, obligó en su momento a redefinir los límites superiores del



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

precio marginal de la energía, permitiendo excepcional y transitoriamente un ingreso diferencial para los generadores que, en la actual circunstancia, no pueden operar sino a costos superiores.

Que con el mismo objetivo de procurar en las actuales circunstancias condiciones de abastecimiento suficiente de la demanda eléctrica, se considera conveniente aplicar similar criterio para alentar la disponibilidad de la generación que opere en las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.

Que, en efecto, asegurar el normal abastecimiento de la demanda requiere necesariamente contar con suficientes reservas de generación con garantía de disponibilidad.

Que adicionalmente, los requerimientos de reserva que se implementen y que comprometan la disponibilidad de combustible, deberán considerar la posibilidad del uso de gas natural y las características del mercado de este combustible.

Que, atendiendo al espíritu de la Ley N° 24.065 y los objetivos que en su Artículo 2° se establecen para la política nacional en materia de energía eléctrica, es conveniente establecer, para la asignación de la potencia para los servicios de reserva que se implementen, un mecanismo basado en ofertas de precios, que considere además la ubicación de las máquinas y/o centrales y las restricciones de transporte de energía eléctrica para acceder al Mercado.

Que para asegurar el cumplimiento de los objetivos de los ajustes regulatorios que se implementan y desalentar eventuales conductas especulativas, es necesario establecer un régimen de sanciones por incumplimiento de la disponibilidad declarada acorde a la indisponibilidad registrada y con las consecuencias que tal incumplimiento podría acarrear sobre el abastecimiento de la demanda.

Que en igual sentido es necesario implementar, a través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) un mecanismo de garantía de cumplimiento de los compromisos asumidos para aquellos Agentes que opten por recibir anticipadamente el monto correspondiente al pago del servicio.

Que atendiendo al estado del Fondo de Estabilización, calificado a la fecha como "con recursos en exceso", a la señalada persistencia de dificultades en el acceso al financiamiento, y a la experiencia recogida, es oportuno y conveniente habilitar la posibilidad



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

de aplicación de anticipos mediante la aplicación, con ciertas adecuaciones, de la metodología implementada por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 5 de abril de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, en lo referente a los servicios de reserva referidos.

Que, por otra parte, de la experiencia acumulada en la aplicación del Servicio de Reserva Instantánea (SRI) se observó que algunos Agentes que podrían efectuar ofertas para participar en éste, no lo hacen debido a que el comportamiento de su demanda hace que la probabilidad de la aplicación de penalizaciones sea elevada.

Que en consecuencia es conveniente adecuar la metodología de asignación, remuneración y control de cumplimiento de compromisos para las horas en que exista déficit de oferta del Servicio de Reserva Instantánea (SRI), a los efectos de aumentar la probabilidad de contar con ofertas de disponibilidad variable a lo largo de la hora y disminuir el faltante potencial de oferta para este servicio.

Que, conforme el Artículo 36 de la Ley N° 24.065, es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante acto de alcance general, introducir herramientas adicionales para el cálculo del precio "Spot" y variantes en el sistema de estabilización de dicho precio a distribuidores.

Que, como se señalara oportunamente, la conveniencia de ajustar el sistema de estabilización de precios mediante la introducción de licitaciones para la compra de energía estacional permite: (i) descubrir costos/precios en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), (ii) acotar la volatilidad de precios en dicho Mercado y (iii) reducir el riesgo de apartamientos sensiblemente significativos entre los precios "Spot" horario y estabilizado.

Que también los Agentes Generadores y Comercializadores han solicitado a esta SECRETARIA DE ENERGIA la continuidad del Mercado "Spot" Anticipado oportunamente implementado.

Que atendiendo a lo expuesto precedentemente, se considera conveniente mantener, en la definición del precio estacional, una variante de ajuste ex-ante mediante la licitación de compra de energía estacional convocando ofertas del precio "Spot" esperado por los generadores, por volumen determinado de energía en el período correspondiente.



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

Que, por otra parte, entre los objetivos de la política nacional para el sector eléctrico explicitados en la Ley N° 24.065 se incluye el de promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad y en ello se incluye el procurar un desarrollo armonioso del sistema.

Que en orden a lo precedente esta SECRETARIA DE ENERGIA considera oportuno y conveniente introducir ajustes al REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, como así también extender en lo pertinente, a los SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL, los criterios contenidos en dicho reglamento.

Que mediante Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 208 del 27 de mayo de 1998, del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIO PUBLICOS, se reglamentaron las denominadas Ampliaciones para Mejora de la Seguridad.

Que teniendo en cuenta el estado actual del sistema, para la preservación de las condiciones de seguridad en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), es conveniente implementar un procedimiento transitorio de identificación y gestión de las ampliaciones destinadas a adecuar la operación de estos sistemas a las normas de diseño de instalaciones y equipos al Reglamento de Diseño y Calidad de los SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Que resulta además adecuado adoptar el procedimiento aplicable a las ampliaciones para mejora de la seguridad para la gestión de las ampliaciones destinadas a solucionar transitoriamente el riesgo de desabastecimiento en la emergencia económica y social.

Que en función de todo ello, se entiende conveniente distribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento de esta categoría de ampliaciones teniendo en cuenta la ubicación de las mismas.

Que lo precedente no implica en modo liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios de los SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y POR DISTRIBUCION TRONCAL, como así también las de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica las que se mantienen plenamente vigentes.





*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

Que, por otra parte, atendiendo a la interrupción de inversiones en el sector energético resulta necesario, para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el mediano plazo en forma compatible con la capacidad de pago de la población, introducir ajustes regulatorios que alienten en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) hábitos de ahorro y optimicen el aprovechamiento de la oferta de generación disponible.

Que una adecuada gestión de demanda permite el diferimiento de nuevas inversiones en capacidad de producción de electricidad, cuyos costos en lo sustancial requieren la disponibilidad de divisas.

Que en tal sentido se considera conveniente encomendar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el diseño e implementación de una campaña de difusión y educación en comportamientos y normas de ahorro y uso racional de la energía.

Que resulta necesario, teniendo en cuenta que el comportamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) afecta a la comunidad de usuarios, garantizar la transparencia de dicho Mercado poniendo a disposición del público en general la máxima información no confidencial relacionada con el funcionamiento de este Mercado.

Que para promover la normalización del pago de las Transacciones Económicas en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se entiende conveniente dar más flexibilidad a las medidas dictadas en los Artículos 15 y 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 110 del 16 de mayo de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que ha tomado la intervención que le compete la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 13 del Decreto N° 2.743 del 29 de diciembre de 1992, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

ARTICULO 1°.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a aplicar, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2003, en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2 del 14 de marzo de 2002, modificados por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 246 del 4 de julio de 2002 y la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 317 del 18 de julio de 2002, todas del MINISTERIO DE ECONOMIA.

ARTICULO 2°.- La Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional Invierno 2003 se efectuará conforme el procedimiento contenido en el Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Los Generadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) realizarán su declaración de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) y de VALORES DE AGUA (VA) para dicho período, según lo reglado en el procedimiento referido en el párrafo precedente.

ARTICULO 3°.- Serán de aplicación, a partir del 1° de febrero de 2003, y hasta el 31 de octubre de 2003, los apartados 1.2 “Sobrecosto Estacional de Punta”, 5 “Operación de Máquinas con CVP superiores al primer escalón de falla”, y 6 “Declaraciones de Costos entre Parada y Arranque y Costo de Rearranque” del Anexo I de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

ARTICULO 4°.- Se establece, para el período Estacional de Invierno 2003, un servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC), consistente en la oferta de disponibilidad de generación y del combustible asociado, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores, cuya metodología de implementación se detalla en el Anexo II de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

Se establece como fecha de cierre de presentación de ofertas de la licitación para la adjudicación del servicio de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

COMBUSTIBLE (RDCGC) correspondiente al período mayo - octubre de 2003 el día 10 de febrero de 2003.

Para las ofertas de RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE (RDCGC) se admitirá un valor máximo unitario ofertado de PESOS DOS POR MEGAVATIO HORA (\$2/MWh) disponible. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer la aceptación de un valor máximo distinto en función de la existencia de fondos y de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio.

Asimismo, se establece que la demanda pagará el costo de esta reserva a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

ARTICULO 5°.- Se establece, para el período marzo - octubre de 2003, un servicio de Reserva de Confiabilidad para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), consistente en la oferta de potencia firme en horas de remuneración de potencia, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores, cuya metodología de implementación se detalla en el Anexo III de la presente resolución.

A tal efecto, se suspende, por el período de vigencia del presente artículo, la aplicación de los apartados 5.2.1, 5.2.2., y 6.3.7. del "Anexo 36 – Servicio de Reserva de Corto y Mediano Plazo" de "Los Procedimientos"

Se establece como fecha de cierre de presentación de ofertas de la licitación para la adjudicación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al período marzo - octubre de 2003 el día 25 de febrero de 2003.

Para las ofertas de reserva de confiabilidad se admitirá un valor máximo unitario ofertado de PESOS DOS POR MEGAVATIO EN LAS HORAS DE REMUNERACION DE LA POTENCIA (\$2/MWhrp) disponible. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer la aceptación de un valor máximo distinto, en función de la existencia de fondos y de la cantidad y precio de las ofertas presentadas para este servicio.

ARTICULO 6°.- Autorizase la operatoria de un Mercado "Spot" Anticipado conforme a lo reglado en el Anexo IV de la presente resolución, de la que forma parte integrante, para el período marzo-octubre de 2003.

A tal efecto, instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar TRES (3) licitaciones para el Mercado "Spot" Anticipado en los días 13, 18 y 21 de febrero de 2003.



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

ARTICULO 7°.- Habilítase por única vez la realización de aquellas ampliaciones destinadas a la Adecuación del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal para satisfacer el cumplimiento de los criterios de diseño, y la realización de aquellas obras que solucionen los riesgos de abastecimiento existentes, bajo los términos y condiciones establecidas en el ANEXO V de la presente resolución.

Lo precedente no implica en modo alguno liberación ni traslación de las obligaciones asumidas por los respectivos Concesionarios de los SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL, como así también de los Agentes Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, las que se mantienen plenamente vigentes, quedando su evaluación, a cargo del Ente Regulador con jurisdicción.

ARTICULO 8°.- Sustitúyese el punto 6. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION del Anexo 16 Reglamentaciones del Sistema de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, por el de igual denominación contenido en el Anexo VI de la presente resolución, de la que forma parte integrante.

ARTICULO 9°.- Incorpórase el punto 7. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL, contenido en el Anexo VI de la presente resolución, de la que forma parte integrante, al Anexo 16 Reglamentaciones del Sistema de Transporte de “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

ARTICULO 10.- Establécense los lineamientos básicos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA descrito en el Anexo VII que forma parte de la presente resolución

ARTICULO 11.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a poner a disposición del público en general toda información, elaborada por este



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

organismo, de acuerdo a lo descrito en el Anexo VIII que forma parte de la presente resolución

ARTICULO 12.- Sustitúyese el texto de los Artículo 15 y 16 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 110 del 16 de mayo de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, por los que se establecen a continuación:

“ARTICULO 15.- Autorízase transitoriamente al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir de los Agentes deudores, hasta QUINCE (15) días corridos previos al vencimiento de la facturación correspondiente a la Transacción Económica del mes, el pago de adelantos en PESOS (\$), limitándose los mismos a una suma acumulada que no deberá superar el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) del monto total adeudado de la facturación mensual respectiva.

El Agente deudor, que proceda de esta manera y esté habilitado para hacerlo según lo establecido en el artículo subsiguiente, podrá postergar el pago de las sumas equivalentes a las anticipadas por un plazo idéntico al utilizado para efectuar los distintos adelantos de la facturación aludida.

Las sumas adelantadas y postergadas no sufrirán descuentos ni recargos por mora, debiendo el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) considerarlas como pagos en término.

En caso de incumplimiento en el pago de las sumas a abonar postergadas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá determinar los recargos por mora e intereses compensatorios desde la fecha de vencimiento correspondiente a la facturación impaga original.”

“ARTICULO 16.- Para adherir a la operatoria descrita en el artículo precedente, los Agentes deudores no deben mantener deudas vencidas e impagas por períodos anteriores, como así también informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sobre cada adelanto a producir con al menos DOS (2) días hábiles bancarios de antelación a la fecha prevista para su efectivización.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará íntegramente a los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las sumas así adelantadas y/o postergadas conforme la metodología establecida en el punto 5.6.1 “Determinación de los Importes y Forma de Pago” del Capítulo 5 de “Los Procedimientos



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias.”

ARTICULO 13.- Inclúyese, en el Anexo 41 Mercado de Reserva Instantánea de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", el apartado 5.5. descrito en el Anexo IX que forma parte de la presente resolución.

ARTICULO 14.- Aclárase, a los efectos de lo reglado en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, que lo dispuesto en el procedimiento aprobado por el artículo 6° de la presente resolución no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 10 de enero de 1994, del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

ARTICULO 15.- Sustitúyese el texto del Artículo 9° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 124 del 11 de octubre de 2002, del MINISTERIO DE ECONOMIA, por el que se establece a continuación:

“ARTICULO 9°- EI ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) aplicará, salvo instrucción en contrario de esta Secretaría, la metodología de consolidación de deuda reglada en el artículo 6° de la presente resolución, a quienes con posterioridad a su entrada en vigencia incurran en o mantengan la condición de DISTRIBUIDORES MOROSOS CRONICOS.”

ARTICULO 16.- Lo dispuesto en el artículo 4° de la presente resolución no será de aplicación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP).

ARTICULO 17.- Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, y en ausencia o defecto al Señor Director Nacional de Prospectiva, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

ARTICULO 18.- Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

ARTICULO 19.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION S.E. Nº 1/2003

**RES. SE 1/2003 - ANEXO I****1. DECLARACION ESTACIONAL.****1.1. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION Y VALORES DE AGUA**

Para el despacho del Período Estacional de Invierno 2003 los Generadores térmicos realizarán sus declaraciones estacionales de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP), conforme el numeral 6 del Anexo 13 y los Generadores hidroeléctricos realizarán sus declaraciones de VALORES DE AGUA (VA) conforme lo establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de "Los Procedimientos", y estando limitadas al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) igual al CINCUENTA POR CIENTO (50%). Las ofertas de Importación "Spot" se deberán realizar en la misma oportunidad que los Generadores térmicos.

Las declaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos para cada una de sus unidades de generación, en PESOS POR MEGAVATIO HORA (\$/MWh), deben acompañarse con un Informe Técnico que justifique los valores declarados. El informe incluirá un detalle de la estructura de costos abierta en los siguientes conceptos:

Costo variable del combustible entregado en la Central.

Costos variables de mantenimiento.

Otros costos variables no combustibles.

Las empresas generadoras con unidades de producción conformadas por Ciclos Combinados, podrán discriminar sus Costos variables de Producción en función de la cantidad de Unidades TG a despachar.

En ninguno de los conceptos precedentes se aceptará la inclusión de tasas, contribuciones y/o impuestos dentro de los costos declarados.

En el informe indicado se deberá incorporar qué porcentaje de los precios están afectados por las variables cuya modificación habilitará a las futuras redeclaraciones: los precios de referencia calculados de acuerdo a la metodología del Anexo 13 y la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S) de referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil previo al de la apertura de la declaración. Las restantes variables se considerarán constantes durante el período trimestral.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar estadísticamente, los costos de combustibles, costos variables de mantenimiento, y los costos variables no combustibles informados por los generadores. De verificar apartamientos significativos, deberá notificar de los mismos al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA. El generador deberá, dentro de los DOS (2) días hábiles de notificado, justificar ante la SECRETARIA DE ENERGIA tal apartamiento, remitiendo copia de la misma simultáneamente



al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado. Transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

#### 1.2. SOBRECOSTO ESTACIONAL DE PUNTA

Para el caso de máquinas Turbovapor o Ciclo Combinado, en base a los CVP aceptados y a los datos técnicos disponibles en la Base de Datos del Sistema, se calculará el Sobrecosto de Punta (SCPE) para cada unidad y por tipo de combustible. El cálculo se realizará de acuerdo a la fórmula definida en el Anexo 13 para la determinación del REFPI, salvo lo que se indica a continuación respecto al \$FORPI. Este valor se definirá para cada día de la semana, como el promedio de los Costos Marginales previstos en las horas fuera de punta, en el despacho o redespacho semanal vigente.

En caso de que como resultado del despacho óptimo, se prevea en la Programación Diaria la operación de máquinas TV o CC como unidades de punta, es decir máquinas generando forzadas al mínimo durante las horas de valle y resto para subir o completar su carga al menos UNA (1) hora de pico, se definirá un Precio Mínimo de Pico (PMINPI). Este valor será el máximo de los Costos de Pico (COPI) calculados sumando al CVP los SCPE definidos, con la mezcla de combustible declarada para la previsión.

Aquellas áreas locales que tengan requerimiento de unidades de punta por restricciones de importación desde el STAT, podrán tener definido un PMINPI mayor al del Mercado. En otro sentido, las áreas exportadoras que se prevean saturadas en la hora de máximo requerimiento, podrán tener definido un PMINPI menor al del Mercado, que puede ser CERO (0).

Las unidades TV o CC predespachadas como unidades de punta recibirán como remuneración en las horas de resto y valle el \$FORPI definido para el día y en cada hora de punta el máximo entre el Precio de Nodo y su costo operativo de punta.

## 2. REDECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

DOS (2) días hábiles antes del día establecido para el envío de los datos para la programación semanal de la primera y tercera semana de cada mes, los generadores cuyos costos variables totales resulten con una variación mínima de MAS/MENOS CINCO POR CIENTO ( $\pm 5\%$ ), estarán habilitados a redeclarar sus COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP). En la misma oportunidad quedarán habilitadas las redeclaraciones de VALORES DE AGUA (VA) e importaciones "Spot".

El día previo a la habilitación de una declaración o redeclaración de CVP, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), utilizando la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S) de referencia del BCRA del día anterior a la fecha de redeclaración

y las resoluciones vigentes emitidas por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), determinará los precios de referencia de cada combustible entregado en Central acorde a lo establecido en el ANEXO 13 de "Los Procedimientos".

Establécese que las redeclaraciones de COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) que realicen los Generadores térmicos, de acuerdo a lo establecido precedentemente, deberán acompañarse con informes técnicos que justifiquen las variaciones de los costos declarados para aquellas variables habilitadas en el presente Anexo. El máximo aceptable de ajuste en la redeclaración estará dado por la variación producida en el tipo de cambio y/o el precio de referencia del combustible correspondiente.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar los datos informados por los Generadores y, de verificar inconsistencias y/o apartamientos significativos, las informará inmediatamente al Generador y a la SECRETARIA DE ENERGIA.

De la misma manera que para la DECLARACION ESTACIONAL, la SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de TRES (3) días hábiles el valor aceptado. Hasta tanto se expida la SECRETARIA DE ENERGIA o transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se acepta el valor informado por el Generador.

### 3. MAXIMOS RECONOCIDOS DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION

La SECRETARIA DE ENERGIA, en base a información disponible del mercado de combustibles, informes del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), u otras fuentes de información, podrá fijar ex-post a la declaración o redeclaración de CVP por parte de los agentes, nuevos Máximos Reconocidos a ser aceptados que modifiquen, en lo pertinente, los ya establecidos mediante las Notas SECRETARIA DE ENERGIA N° 90 del 30 de abril de 2002 y SECRETARIA DE ENERGIA N° 150 del 4 de junio de 2002.

En el caso de los Generadores hidráulicos, los Valores de Agua (VA) máximos a declarar y redeclarar estarán limitados al Porcentaje para el Valor del Agua (%VA) establecido en el Anexo 22 - PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS de "Los Procedimientos".

Los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados (el menor de los DOS (2)), aplicados a cada unidad generadora según corresponda, serán los que se deberán utilizar para la ejecución del despacho de mínimo costo.

Establécese que, para las máquinas en que no se haya producido la declaración de CVP correspondiente y para las unidades generadoras que operan forzadas por problemas de las redes de transporte o de distribución, el Máximo Reconocido en la operación será el que fije la SECRETARIA DE ENERGIA con posterioridad a la fecha para las declaraciones de CVP, tomando como base el informe estadístico que deberá elaborar el ORGANISMO ENCARGADO

DEL DESPACHO (OED).

#### 4. CVP MAXIMO RECONOCIDO PARA LA SANCION DE PRECIOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sancionará los Precios "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el Anexo 5 - CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO de "Los Procedimientos" utilizando para ello los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en el punto anterior.

La SECRETARIA DE ENERGIA, basándose en criterios objetivos, podrá definir valores máximos diferentes a los indicados precedentemente para la sanción de precios.

#### 5. OPERACION DE MAQUINAS CON CVP SUPERIORES AL PRIMER ESCALON DE FALLA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. El precio "Spot" máximo será de CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 \$/MWH) en la medida que no resulte necesario aplicar restricciones a la demanda.

Adicionalmente se calculará el costo marginal sin el límite (CMST) mencionado en el párrafo anterior para aquellas máquinas cuyo COSTO VARIABLE DE PRODUCCION (CVP) exceda los CIENTO DIEZ PESOS POR MEGAVATIO HORA (110 \$/MWh), las que recibirán como remuneración máxima el CIENTO DIEZ POR CIENTO (110%) de su CVP, en la medida que el mismo no supere el CMST. Aquellas máquinas que operen forzadas cobrarán su Costo Operativo.

Para cumplimentar lo anterior, las diferencias entre el precio que surge de la aplicación de la metodología descrita en el párrafo anterior y el Precio de Nodo correspondiente, se denominan "Sobrecostos Transitorio de Despacho" y serán imputadas a la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), deberá determinar el Cargo Mensual por "Sobrecosto Transitorios de Despacho" a ser abonado por la demanda, excluida la demanda de bombeo, en función de la acumulación mensual de tales sobrecostos y la energía consumida mensual de los agentes demandantes.

La facturación de los cargos así calculados se realizará mensualmente junto con el resto de las Transacciones Económicas del MEM, salvo en el caso de los Agentes Distribuidores, a los que se les deberá aplicar el Cargo Estacional por "Sobrecostos Transitorios de Despacho" asignable a su demanda, el cual se calculará de forma similar a la utilizada para los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL).

No se considerará para su acumulación en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho", los sobrecostos originados por máquinas generando forzadas por

problemas de las redes de transporte o de distribución, los que serán abonados por los causantes de las restricciones que originan dicha operación forzada conforme lo establecido en "Los Procedimientos".

#### 6. DECLARACION DE COSTOS ENTRE PARADA Y ARRANQUE Y DE COSTOS DE REARRANQUE

Junto con la declaración de CVP, las unidades TV podrán declarar un Costo entre Parada y Arranque (CPyA), en \$/MW. Este costo tendrá un tope equivalente al definido en el Anexo 14 para cada tipo de unidad TV y tiempo entre parada y arranque. En caso de no declarar un costo se tomará el tope correspondiente. Este CPyA se incluye como variable de decisión para el despacho óptimo.

Junto con la declaración de CVP, las unidades de tipo CC podrán declarar un Costo de Rearranque Diario (CRD) para una operación de un ciclo de parada y arranque de menos de DIECIOCHO (18) horas. Este costo tendrá un tope equivalente al definido en el Anexo 14 para una unidad TV de potencia equivalente y el tiempo de re arranque. Este CRD se incluye como variable de decisión para el despacho óptimo.

Las unidades que registren Rearranques Diarios recibirán un pago igual al costo declarado correspondiente.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO II****RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE**

## 1. OBJETO.

El objeto de la Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible (RDCGC) es contar con la disponibilidad de generación necesaria, para el cubrimiento de la demanda, con máquinas que se hallan en áreas en que se prevean restricciones de suministro de gas natural durante el período estacional de invierno de 2003.

## 2. RESERVA DE DISPONIBILIDAD CON GARANTIA DE COMBUSTIBLE

Se establece, para el período estacional de invierno de 2003, un servicio de Reserva de Disponibilidad con Garantía de Combustible, consistente en la oferta de potencia firme, incluyendo el compromiso de contar con el combustible disponible en la central, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores Térmicos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que se hallen en áreas donde se prevean restricciones de suministro de gas natural.

Como contraprestación, las ofertas que resulten aceptadas en la licitación, recibirán una remuneración calculada en base a la potencia asignada y al precio establecido para este servicio.

Asimismo, se establece un régimen de sanciones por incumplimiento, acorde a la indisponibilidad registrada y a las consecuencias que la misma produjo sobre el abastecimiento de la demanda.

## 3. OFERTAS DE RDCGC

## 3.1. UNIDADES HABILITADAS A PRESENTAR OFERTAS DE RDCGC

Estarán habilitadas a presentar ofertas de RDCGC aquellas máquinas térmicas que utilicen combustibles fósiles alternativos al Gas Natural en el período invernal y que se encuentren instaladas en áreas en que se prevean restricciones de suministro de gas natural durante el período estacional de invierno de 2003, a excepción de las unidades comprometidas como respaldo de contratos de exportación, salvo que, en caso de ser adjudicadas, transfieran el respaldo del contrato a otra máquina. A los efectos de establecer las unidades habilitadas a presentar ofertas de RDCGC el OED determinará:

- Las áreas o centrales donde se prevean restricciones al abastecimiento de gas a centrales, en base a los registros históricos de disponibilidad de gas de cada central.
- Dentro del conjunto anterior, las unidades identificadas como “generadores base” en el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico vigente ubicadas en el área con restricciones de gas, serán las habilitadas para ofertar reserva de disponibilidad con garantía de combustible.
- Aquellos generadores que fueron asignados en licitación de este servicio no podrán

participar en el régimen de prefinanciamiento de combustible establecido por Resolución S.E. N° 189 del 2 de Diciembre de 2002, para el período invernal 2003.

Con una anticipación no inferior a UNA (1) semana de la fecha de la licitación, el OED presentará a los Agentes del MEM la lista de las unidades de generación habilitadas a ofertar para el servicio de RDCGC.

### 3.2. TIPO Y FORMA DE LAS OFERTAS

Los Agentes con máquinas habilitadas a participar podrán presentar DOS (2) tipos de ofertas al servicio de RDCGC dependiendo del combustible comprometido:

- Ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible
- Ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central con una interrumpibilidad máxima de gas de NUEVE (9) días.

En ambos casos, los oferentes comprometen la disponibilidad de la unidad generadora y del combustible ofertado en la central.

La validez de las ofertas no deberá ser por un plazo inferior a los TREINTA (30) días.

La ó las ofertas por unidad habilitada deberán identificar:

- La/s unidades habilitadas que asumirán el compromiso
- La disponibilidad de potencia constante comprometida para todo el período ofertado en MW (disponibilidad), limitada por la potencia neta de la unidad. La oferta será por bloques de UN MEGAVATIO (1 MW) y se podrá, ofertar diferentes cantidades de potencia de la misma central a diferentes precios.
- El precio ofertado en \$/MW hora disponible.
- El combustible ofertado (gas firme o sin restricción de combustible). En caso de ofertar gas firme, se deberá señalar cuál es la cantidad de días equivalentes de interrumpibilidad ofrecida.
- La forma de pago requerida, conforme las opciones definidas en el apartado 8 - Liquidación
- La unidad de generación propia o de otra empresa definida como respaldo automático designada por el Generador ante eventual indisponibilidad de la máquina habilitada y comprometida en la oferta. Esta unidad de reemplazo deberá cumplir los requisitos exigidos para participar en la presente licitación así como también no tener comprometida la potencia prevista como respaldo tanto para este servicio como para el de reserva de confiabilidad.
- Preacuerdo de transferencia del o de los contratos de respaldo de exportación a otra unidad, condicionado a la asignación de esta reserva.

### 3.3. FECHA Y PERIODO DE LICITACION

Antes de la fecha establecida por la SECRETARIA DE ENERGIA en la presente

resolución los agentes interesados deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus ofertas correspondiente al período mayo - octubre de 2003.

#### 3.4. PRECIO MAXIMO

Para las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible (utilizando combustibles alternativos al gas), se aceptará el precio máximo definido por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Para las ofertas de disponibilidad con Gas Natural firme en central la SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer un límite superior al anterior en tanto el costo ofertado no supere el derivado del uso de los combustibles alternativos al Gas.

### 4. ADJUDICACION DE LAS OFERTAS DE RDCGC

#### 4.1. POTENCIA MAXIMA ASIGNABLE

El OED determinará la potencia máxima posible de ser asignada en la licitación de las ofertas RDCGC, como el requerimiento de las máquinas térmicas que utilicen combustibles fósiles que se encuentren en las áreas / centrales con restricciones de gas.

El valor se calculará, producto de la simulación de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) sin la influencia de la exportación para una probabilidad de excedencia del SETENTA POR CIENTO (70%) representado por la potencia térmica media requerida en las áreas señaladas, en el mes de máximo requerimiento para el período estacional de invierno de 2003. Este valor será informado a los Agentes en oportunidad de la comunicación de las máquinas habilitadas para ofertar.

#### 4.2. PROCESO DE ADJUDICACION DE OFERTAS

Con las ofertas presentadas la SECRETARIA DE ENERGIA procederá a la adjudicación por separado de las ofertas de disponibilidad con gas firme y las realizadas para disponibilidad sin restricción de combustible, en base al informe que realice el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) siguiendo la metodología que se describe a continuación.

En primer lugar, se adjudicarán las ofertas de disponibilidad con gas firme en central, comparando los ahorros que se obtendrían en el período semestral por disponer generación con gas firme contra los mayores costos por el pago por disponibilidad. El precio a remunerar a cada oferta aceptada será el precio ofertado.

A continuación, se adjudicarán las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible en función del precio ofertado y hasta cubrir la potencia máxima asignable definida en el punto anterior, descontada la potencia cubierta con ofertas de disponibilidad con gas firme. En el caso de que la potencia total ofertada sea menor que la potencia máxima asignable, se adjudicarán todas las ofertas presentadas y el precio de corte de la licitación será el precio máximo definido en el punto 3.4.

En el caso de que el total de ofertas supere la potencia máxima asignable, se adjudicarán las ofertas por precio ofertado creciente hasta cubrir el total.

En este caso el precio de corte de la licitación será el correspondiente a la última oferta aceptada.

En el caso de igualdad de precio ofertado se adjudicará en forma proporcional a la potencia ofertada.

A más tardar dentro de los TRES (3) días hábiles de haber sido notificada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) de los resultados obtenidos, la SECRETARIA DE ENERGIA comunicará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y este a los Agentes las potencias adjudicadas y el precio de corte correspondiente.

Las ofertas aceptadas serán transferibles entre unidades que cumplan las condiciones de este anexo.

## 5. REMUNERACION

La potencia que resulte asignada para el servicio de RDCGC recibirá una remuneración mensual, dependiente del tipo de oferta, calculada como:

$$\text{REM\_RDCGC} = \text{Pr}^{\text{RDCGC}} * \text{Disp} * \text{N}^{\text{h}}$$

Donde

Disp: disponibilidad asignada (MW)

N<sup>h</sup>: número de horas del mes

Pr<sup>RDCGC</sup>: precio del servicio de RDCGC

El precio del servicio de RDCGC (Pr<sup>RDCGC</sup>) depende del tipo de oferta aceptada. Resultando el precio ofertado para las ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central y el precio de corte de la licitación para las ofertas de disponibilidad sin restricción de combustible

## 6. SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

Durante el período estacional de invierno de 2003 el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realizará el seguimiento de la disponibilidad en cada hora de remuneración de potencia de las unidades que tengan asignada RDCGC, considerando el combustible ofertado.

Se considera incumplimiento al servicio de RDCGC a la diferencia horaria entre la potencia asignada a este servicio y la disponibilidad computada si esta diferencia es positiva, y CERO (0) si es negativa.

En todos los casos, a los montos facturados ya sea en concepto de remuneración como en el de sanciones por incumplimiento, se los afectará por la tasa de rendimiento de las colocaciones financieras realizadas por el OED para las sumas administradas del Fondo de Estabilización, entre la fecha de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes en que se verificó el incumplimiento.

### 6.1. PENALIZACION HORARIA

De verificarse que la disponibilidad en cada hora de remuneración de la potencia



resulta inferior al valor asignado en la licitación, se aplicará al agente que incumplió, una sanción dependiente de la existencia o no de restricciones programadas a la demanda en la hora en que se verifique el incumplimiento y de la magnitud del mismo, consistente en:

- a) En el caso de no verificarse restricciones a la demanda, la sanción a aplicar será igual a CUATRO (4) veces el incumplimiento registrado en esa hora multiplicado por el precio de la disponibilidad de combustible asignada (precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada).
- b) En el caso de verificarse restricciones a la demanda, al valor anterior se le adicionará un monto equivalente a DIEZ (10) veces el incumplimiento horario registrado multiplicado por el precio de la disponibilidad de combustible asignada (precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada).

#### 6.2. INCUMPLIMIENTO DE OFERTAS SIN RESTRICCIÓN DE COMBUSTIBLE

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra incumplimientos en su compromiso y fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de Gas a centrales eléctricas.

De efectivizarse tal situación el generador perderá, por cada día equivalente de indisponibilidad de la potencia asignada, un VEINTE POR CIENTO (20%) de su remuneración. Alcanzándose la pérdida del CIEN POR CIENTO (100%) de la misma de constatare una indisponibilidad equivalente superior a los CINCO (5) días.

#### 6.3. INCUMPLIMIENTO DE OFERTAS CON GAS NATURAL FIRME EN CENTRAL

A los efectos del control de cumplimiento de este servicio para el caso de ofertas de disponibilidad con gas natural firme en central, se considerará como disponible el producto de la potencia disponible real registrada de la unidad por el porcentaje de Gas Natural utilizado o disponible para cubrir la potencia asignada.

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra una indisponibilidad superior a la disponibilidad de potencia asignada multiplicado por los días de restricción de gas ofrecidos en los días que fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de gas a centrales eléctricas.

A partir de tal condición, el generador perderá por cada día equivalente de indisponibilidad de la potencia asignada un TREINTA POR CIENTO (30%) de su remuneración siendo la pérdida de remuneración igual al CIEN POR CIENTO (100%) de alcanzar una indisponibilidad igual o mayor a los tres días equivalentes por sobre la cantidad de días con restricción de gas ofertados.

### 7. TRANSFERENCIA

Adicionalmente a la posibilidad de asignar una máquina de reemplazo automático,

durante el período de vigencia de la RDCGC, se habilita la transferencia de los compromisos de este servicio a otras máquinas con potencia disponible no comprometidas en el mismo ni en el de Reserva de Confiabilidad que satisfagan los requisitos exigidos en el presente Anexo.

La transferencia deberá ser por un plazo mínimo de UNA (1) semana entre máquinas que pueden estar ubicadas en distintas centrales, y para ello el agente que cede el compromiso de disponibilidad debe informar de la transferencia al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) junto con los datos para la Programación Semanal. La transferencia deberá indicar:

- Unidad que cede el compromiso
- Disponibilidad cedida (MW)
- Unidad que recibe el compromiso
- Período por el cual cede el compromiso (semanas)
- Acuerdo del Agente que recibe el compromiso

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) continuará liquidando los montos por el servicio de RDCGC y facturando las sanciones al adjudicatario original.

#### 8. PAGO DEL SERVICIO

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará el costo de la RDCGC, como la suma de las remuneraciones de cada uno de los generadores y cogeneradores con reserva de confiabilidad asignada, como si fuesen totalmente liquidados de acuerdo a la alternativa b) del punto 9 de la presente resolución, menos las sanciones e intereses definidas en el punto 6 por incumplimientos registrados en el mes.

La demanda abonará el costo de esta reserva a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

#### 9. FORMA DE LIQUIDACION

Los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de RDCGC podrán optar por:

- a) Recibir anticipadamente el monto por la prestación del servicio de RDCGC correspondiente al semestre, calculado al precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada.
- b) Recibir el monto mensual por la prestación del servicio de RDCGC, calculado al precio de corte de la licitación o de la oferta aceptada, más los intereses devengados entre la fecha de comunicación de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes correspondiente, calculados con la tasa de interés de las colocaciones financieras del OED para el Fondo de Estabilización.

Junto con la presentación de las ofertas los Agentes deberán optar por la forma de pago requerida, en caso de no hacerlo, se considerará que optan por la alternativa b).

Los fondos necesarios para hacer frente al adelanto señalado en el inciso a) serán aportados por el Fondo de Estabilización siempre que el mismo cuente con los recursos necesarios y que no estuvieren afectados a otros usos; en el caso contrario, se distribuirá el saldo remanente entre los Agentes que requirieron anticipo en proporción a sus acreencias por este servicio y se liquidarán mensualmente según el inciso b).

#### 9.1. LIQUIDACION DEL ANTICIPO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará el monto por la prestación del servicio de RDCGC correspondiente al semestre, a aquellos Agentes que resulten con potencia asignada y que hayan optado por el pago anticipado, dentro de los CINCO (5) días corridos de la presentación de las garantías a que hace referencia el punto 9.2 de la presente, a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

#### 9.2. GARANTIA POR PAGO ANTICIPADO

El Agente que opte por el pago anticipado previsto en 9a) deberá garantizar el cumplimiento del servicio de RDCGC mediante la cesión de sus créditos en el Mercado "Spot".

La administración de las cesiones de crédito que garanticen la adecuada operatoria del RDCG será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para lo cual deberá definir la metodología más conveniente para garantizar, en los términos y condiciones previstos en la presente resolución, la cesión de la totalidad de los créditos actuales y futuros en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que le correspondan al Agente que requirió el pago anticipado, con destino al Fondo de Estabilización, a partir de la implementación de fideicomisos en los términos y condiciones previstos en la Ley N° 24.441.

En caso de que los créditos cedidos sean insuficientes para constituir la garantía requerida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se encuentra facultado a requerir del Agente las garantías adicionales que considere necesarias a los fines de la debida protección de los recursos del Fondo de Estabilización, para lo cual podrá requerir, por ejemplo, la cesión de sus créditos por ventas en el Mercado a Término.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO III****RESERVA DE CONFIABILIDAD****10. OBJETO**

El objeto de la Reserva de confiabilidad es contar con la disponibilidad de generación necesaria, para el adecuado cubrimiento de la demanda de pico del sistema durante el período marzo - octubre de 2003.

**11. RESERVA DE CONFIABILIDAD**

Se establece, para el período marzo - octubre de 2003, un servicio de Reserva de Confiabilidad, consistente en la oferta de potencia firme en horas de remuneración de potencia, por parte de los Agentes Generadores y Cogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Como contraprestación, los Agentes que resulten con potencia asignada en la licitación que se realice al efecto, recibirán un pago durante las horas de remuneración de potencia, calculado en base a la potencia asignada y al precio establecido para este servicio.

Asimismo, se establece un régimen de sanciones por incumplimiento, acorde a la indisponibilidad registrada y las consecuencias que tal incumplimiento acarrearía sobre el abastecimiento de la demanda.

**12. OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD****12.1. UNIDADES HABILITADAS A PRESENTAR OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD**

Estarán habilitadas a presentar ofertas de Confiabilidad las máquinas térmicas y centrales hidráulicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a excepción de:

- Las unidades que hayan sido comprometidas en la RDCGC, por la potencia asignada a ese servicio.
- Las unidades comprometidas como respaldo de contratos de exportación, salvo que, en caso de ser adjudicadas, transfieran el respaldo del contrato a otra máquina. Las centrales hidroeléctricas que no son modeladas en la programación del despacho
- Los generadores pertenecientes a los Estados Nacional y Provinciales, salvo que las autoridades competentes y habilitadas para ello, informen fehacientemente, antes del 24 de enero de 2003, la capacidad de ofertar un compromiso firme que garantice la prestación de la reserva ofrecida.

Con una anticipación no inferior a una semana de la fecha de la licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará a los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) la lista de las máquinas y centrales de generación habilitadas y la potencia máxima a ofertar.

**12.2. CARACTERISTICAS DE LAS OFERTAS**

Las ofertas de confiabilidad tendrán las siguientes características:

- Disponibilidad comprometida constante durante todo el período de asignación (MW)
- Las máquinas térmicas podrán ofertar hasta su potencia neta no comprometida como reserva de RDCGC
- Las centrales hidráulicas podrán ofertar hasta su potencia máxima neta capaz de mantener durante el horario de punta de UN (1) día con el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia
- Las máquinas y/o centrales ofertadas deberán tener suficiente capacidad de transporte para hacer llegar su potencia ofertada al nodo Mercado.

### 12.3. FORMA DE LAS OFERTAS

Las ofertas de Reserva de Confiabilidad a presentar por los agentes deberán identificar:

- La o las unidad habilitadas que asumirán el compromiso
- La disponibilidad de potencia constante comprometida para todo el período ofertado en MW (disponibilidad). La oferta será por bloques de UN MEGAVATIO (1 MW) y se podrá ofertar diferentes cantidades de potencia de la misma central a diferentes precios.
- El precio ofertado (\$/MW-hrp).
- Forma de pago requerida, conforme las opciones definidas en el apartado 8 – Liquidación.
- Preacuerdo de transferencia del o de los contratos de respaldo de los contratos de exportación a otra unidad, condicionado a la asignación de esta reserva.
- La validez de las ofertas no deberá ser por un plazo inferior a los TREINTA (30) días.
- La unidad de generación propia o de otra empresa definida como respaldo automático designada por el Generador ante eventual indisponibilidad de la máquina habilitada y comprometida a la oferta. Esta unidad de reemplazo deberá cumplir los requisitos exigidos para participar en la presente licitación así como también no tener comprometida la potencia prevista como respaldo tanto para este servicio como para el de reserva de disponibilidad con garantía de combustible.

### 12.4. FECHA Y PERIODO DE LICITACION

Antes de la fecha establecida por la SECRETARIA DE ENERGIA de la presente resolución los agentes interesados deberán presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sus ofertas correspondiente al período marzo - octubre de 2003.

### 12.5. PRECIO MAXIMO

Para las ofertas de reserva de Confiabilidad se aceptará el precio máximo definido por la SECRETARIA DE ENERGIA.

### 12.6. COMPROMISO

El compromiso que adquieren los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de reserva de Confiabilidad es:

- mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas en que se remunera la potencia,
- estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque declarado en la Base de Datos Estacional,
- mantener la potencia comprometida por un período de:
  - CINCO (5) horas para las centrales hidráulicas
  - las horas de remuneración de potencia para las máquinas térmicas

### 13. ADJUDICACION DE LAS OFERTAS DE CONFIABILIDAD

#### 13.1. POTENCIA MAXIMA ASIGNABLE

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará la “Potencia Máxima Asignable” para la licitación de ofertas Confiabilidad, como la potencia máxima prevista para el mes de julio de 2003 descontadas:

- la potencia asignada como RDCGC,
- la potencia representativa de los contratos de exportación,
- una potencia representativa correspondiente a una estimación de la potencia posible de entregar por los generadores del ESTADO NACIONAL, siempre que no se haya producido la declaración de la autoridad competente indicada en el apartado 3.1.
- la potencia disponible a entregar por la central Río Grande,
- demanda interrumpible de los GUI que no abonan esta reserva según lo establece el Anexo 38 de "Los Procedimientos"

A más tardar DIEZ (10) días antes de la fecha establecida para el cierre de las ofertas para este servicio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) comunicará a los Agentes la “Potencia Máxima Asignable”.

#### 13.2. PROCESO DE ADJUDICACION DE OFERTAS

Con las ofertas recibidas y aceptadas se conformará un orden de mérito ordenándolas en base al precio ofertado y teniendo en cuenta las restricciones de transporte existente de forma tal que la reserva de confiabilidad aceptada corresponda a las máquinas y/o centrales que ofrecieron los menores precios y tienen suficiente capacidad de transporte para llegar con la potencia ofertada al Nodo Mercado, considerando además los límites de potencia hidráulica y térmica calculados en el punto 3.2 de este Anexo.

La verificación de capacidad de transporte requerida para la aceptación de las ofertas se evaluará en base a flujos de carga realizados bajo las siguientes hipótesis:

- se utilizará la demanda de pico requerida en el punto 4.1 del presente Anexo, sin considerar el uso de la demanda de exportación,
- los límites de transporte entre áreas tendrán en cuenta el uso medio que la exportación hace uso de los mismos,

En el caso de que la potencia total ofertada sea menor que la potencia máxima asignable, se asignarán todas ofertas presentadas que verifiquen las restricciones de transporte y el precio de corte de la licitación será el precio máximo definido en el punto 3.4. En el caso de que el total de ofertas que verifiquen las restricciones de transporte supere la potencia máxima asignable, se asignará el compromiso las ofertas que verifiquen esta condición, en orden creciente de precio ofertado hasta cubrir el total asignable, siendo el precio de corte de la licitación el correspondiente a la última oferta aceptada.

En el caso de máquinas térmicas o hidráulicas con igual precio tendrán prioridad aquellas que resulten con mayor cantidad de horas de utilización de la potencia ofertada, en los últimos TRES (3) años.

Dentro de los TRES (3) días subsiguientes al cierre de la licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) comunicará a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los Agentes las potencias adjudicadas y el precio máximo correspondiente.

#### 14. REMUNERACION

Las unidades que resulten asignadas para el servicio de reserva de Confiabilidad, recibirán una remuneración mensual dependiente del tipo de oferta, calculada como:

$$REM\_CONF = Pr^{CONF} * Pot^{CONF} * N^{hrp}$$

Donde:

Pot<sup>CONF</sup>: potencia a remunerar como reserva de confiabilidad (MW)

- Para las máquinas térmicas la ofertada y la aceptada
- Para las centrales hidráulicas la ofertada y aceptada, afectada por el porcentaje utilizado para el cálculo de la remuneración base de potencia, representado por la relación BHPMA / HPMAX (promedio anual).

N<sup>hrp</sup>: número de hrp del mes

Pr<sup>CONF</sup>: precio del servicio de Confiabilidad.

#### 15. SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

Durante el período marzo - octubre de 2003, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de la disponibilidad en cada hora de remuneración de potencia de las unidades que tengan asignada Reserva de Confiabilidad.

Se considera incumplimiento al servicio de reserva de Confiabilidad a la diferencia horaria entre la potencia asignada a este servicio y la disponibilidad computada si esta diferencia es positiva, y cero si es negativa.

Para las ofertas de este tipo aceptadas, se considerará que el Agente incumplió con su compromiso de disponibilidad semestral, si registra incumplimientos en su compromiso y fue necesario el despacho de unidades con combustible líquido por restricciones al abastecimiento de Gas a centrales eléctricas.

De efectivizarse tal situación el generador perderá, por cada día equivalente de

indisponibilidad la potencia asignada, un DIEZ POR CIENTO (10%) de su remuneración. Alcanzándose la pérdida del CIEN POR CIENTO (100%) de la misma de constatarse una indisponibilidad equivalente superior a los DIEZ (10) días.

Sin perjuicio de lo anterior, de verificarse que la disponibilidad en hrp es inferior al valor asignado en la licitación, se aplicará al agente que incumplió, una sanción dependiente de la existencia o no de restricciones programadas a la demanda en la hora en que se verifique el incumplimiento y de la magnitud del mismo, consistente en:

- a. En el caso de no verificarse restricciones a la demanda, la sanción a aplicar será igual a DOS (2) veces el incumplimiento registrado en esa hora multiplicado por el precio de la reserva de confiabilidad.
- b. En el caso de verificarse restricciones a la demanda, al valor anterior se le adicionará un monto equivalente a DIEZ (10) veces el incumplimiento horario registrado multiplicado por el precio de la reserva de confiabilidad.

En todos los casos, a los montos facturados ya sea en concepto de remuneración como en el de sanciones por incumplimiento, se los afectará por la tasa de rendimiento de las colocaciones financieras realizadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para las sumas administradas del Fondo de Estabilización, entre la fecha de la adjudicación indicada en el punto 4.2 y el último día del mes en que se verificó el incumplimiento.

#### 16. TRANSFERENCIA

Adicionalmente a la posibilidad de asignar una máquina de reemplazo automático, durante el período marzo – octubre de 2003, se habilita la transferencia de los compromisos de este servicio a otras máquinas no comprometidas para el mismo ni el de RDCGC.

La transferencia deberá ser por un plazo mínimo de una semana entre máquinas que pueden estar ubicadas en distintas centrales, para ello el agente que cede el compromiso de Confiabilidad debe informar la transferencia al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) junto con los datos para la Programación Semanal. La transferencia deberá indicar:

- Unidad que cede el compromiso
- Disponibilidad cedida (MW)
- Unidad que recibe el compromiso
- Período por el cual cede el compromiso (semanas)
- Acuerdo del Agente que recibe el compromiso

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) continuará liquidando los montos por el servicio de Confiabilidad y facturando las sanciones al adjudicatario original.

#### 17. PAGO DEL SERVICIO

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará



el costo de la reserva de Confiabilidad, como la suma de las remuneraciones de cada uno de los generadores y cogeneradores con reserva de confiabilidad asignada, como si fuesen totalmente liquidados de acuerdo a la alternativa b) del punto 8 de la presente resolución, menos las sanciones e intereses definidas en el punto 6 por incumplimientos registrados en el mes.

La demanda abonará el costo de esta reserva a través del Cargo de Reserva, en forma diferenciada como Reserva de Confiabilidad.

## 18. FORMA DE LIQUIDACION

Los Agentes que resulten adjudicados en la licitación de Reserva de Confiabilidad podrán optar por:

- a) Recibir anticipadamente el monto por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al semestre, calculado al precio de corte de la licitación.
- b) Recibir el monto mensual por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad, calculado al precio de corte de la licitación, más los intereses devengados entre la fecha comunicación de la adjudicación indicada en 4.2 y el último día del mes correspondiente, calculados con la tasa de interés de las colocaciones financieras del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para el Fondo de Estabilización.

Junto con la presentación de las ofertas los Agentes deberán optar por la forma de pago requerida, en caso de no hacerlo, se considerará que optan por la alternativa b).

Los fondos necesarios para hacer frente al adelanto señalado en el inciso a) serán aportados por el Fondo de Estabilización siempre que el mismo cuente con los recursos necesarios y que no estuvieren afectados a otros usos; en el caso contrario, se distribuirá el saldo remanente entre los Agentes que requirieron anticipo en proporción a sus acreencias por este servicio y se liquidarán mensualmente según el inciso b).

### 18.1. LIQUIDACION DEL ANTICIPO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará el monto por la prestación del servicio de Reserva de Confiabilidad correspondiente al semestre, a aquellos Agentes que resulten con potencia asignada y que hayan optado por el pago anticipado, dentro de los CINCO (5) días corridos de la presentación de las garantías a que hace referencia el punto 9.2 de la presente, a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

### 18.2. GARANTIA POR PAGO ANTICIPADO

El Agente que opte por el pago anticipado previsto en 9a) deberá garantizar el cumplimiento del servicio de Reserva de Confiabilidad mediante la cesión de sus créditos en el Mercado "Spot".

La administración de las cesiones de crédito que garanticen la adecuada operatoria del servicio de Reserva de Confiabilidad será responsabilidad del ORGANISMO ENCARGADO

DEL DESPACHO (OED) para lo cual deberá definir la metodología más conveniente para garantizar, en los términos y condiciones previstos en la presente resolución, la cesión de la totalidad de los créditos actuales y futuros en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que le correspondan al Agente que requirió el pago anticipado, con destino al Fondo de Estabilización, a partir de la implementación de fideicomisos en los términos y condiciones previstos en la Ley N° 24.441.

En caso de que los créditos cedidos sean insuficientes para constituir la garantía requerida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) se encuentra facultado a requerir del Agente las garantías adicionales que considere necesarias a los fines de la debida protección de los recursos del Fondo de Estabilización, para lo cual podrá requerir, por ejemplo, la cesión de sus créditos por ventas en el Mercado a Término.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO IV****MERCADO SPOT ANTICIPADO****1. ESTABILIZACION DE PRECIOS**

Con el objeto de disponer de herramientas adicionales que colaboren en la obtención de un precio estabilizado a ser abonado por los Agentes Distribuidores según lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley N° 24.065, se establece un Mercado "Spot" Anticipado, cuyos resultados participarán en la determinación de los Precios Estacionales a ser aplicados a los distribuidores que adquieren parte o toda su demanda de energía en el Mercado "Spot".

**2. MERCADO SPOT ANTICIPADO**

Se establece un Mercado "Spot" Anticipado, conformado a partir de la licitación de Módulos Básicos de Energía (MBE), para los cuales los generadores, cogeneradores y comercializadores de generación podrán ofrecer la producción prevista durante el período en análisis, la que no deberá estar comprometida en el Mercado a Término y con las características y condiciones que se detallan más adelante.

A tal efecto, y cuando la SECRETARIA DE ENERGIA lo decida, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) licitará los Módulos Básicos de Energía (MBE) posibles de ser comprometidos por los Agentes productores y comercializadores de generación en el Mercado "Spot" Anticipado. El volumen total a concursar de estos MBE deberán representar, con la mayor precisión posible y sin producir distorsiones en el Mercado a Término, la energía prevista abastecer a los agentes distribuidores a precio estacional durante el correspondiente período.

Lo establecido en el presente Anexo no implica modificaciones en la base para el cálculo conforme lo prescripto por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 8 del 10 de enero de 1994 a los efectos del cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 43 de la Ley N° 15.336.

**2.1. COMPROMISO EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO**

El compromiso será por el período solicitado y consistirá en ofertar en la barra Mercado, Módulos Básicos de Energía (MBE), con compromiso de entrega de potencia constante durante las bandas horarias de valle, resto y pico durante todos los días del período.

A los efectos de las ofertas de precios en el Mercado "Spot" Anticipado los Módulos Básicos de Energía (MBE) se definen en UN MEGAVATIO POR HORA (1 MW/h).

Con el fin de ejemplificar la mecánica instrumentada para la adjudicación de las ofertas del Mercado "Spot" Anticipado el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá presentar una simulación de prueba. Una vez difundida la misma se realizarán sucesivamente TRES (3) licitaciones para la subasta de los Módulos Básicos de Energía (MBE) para el período establecido las que se realizarán en las fechas fijadas por la SECRETARIA DE

## ENERGIA.

## 2.2. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la mejor estimación posible, incluyendo los aleatorios que considere necesarios, del valor medio por unidad de energía transportada (\$/MWh) de la recaudación variable por precios locales (RVPLE) prevista para los meses correspondientes al período licitado para una oferta de potencia constante, entre cada uno de los nodos del STAT y el Mercado utilizando la base de datos de la programación estacional e informará el mismo para cada mes, previo a la apertura de la licitación, para todos los nodos del STAT con generación despachada.

Aquellos oferentes del Mercado "Spot" Anticipado, cuya generación se encuentre instalada en nodos diferentes del Nodo Mercado, recibirán los ingresos correspondientes al Compromiso en el Mercado Spot Anticipado en la barra de Mercado y se les asignará, con su signo, un cargo mensual por precios locales cuya metodología de cálculo es la especificada en el párrafo precedente.

Los ingresos así obtenidos se incorporarán a la cuenta SALEX correspondiente.

En aquellas horas que se sancione precios locales en un área determinada, se considerará que la energía generada en el área cuyas ofertas fueron aceptadas en el Mercado Anticipado no se verá afectada por la sanción del precio local, ya que aquél le fue reconocido incluyendo un precio local anticipado. El resto de la generación, y la demanda, percibirá el precio local horario sancionado.

## 2.3. SIMULACION PARA EL PERIODO LICITADO

Para orientar cuál será el entorno de precios en los cuales se basará la SECRETARIA DE ENERGIA para definir los volúmenes de Módulos Básicos de Energía (MBE) a aceptar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar una simulación de la operación del período licitado a partir de la cual, deberá determinar los Precios Probables de Mercado (PMPROB) resultantes de tal simulación.

Para ello, con la información de la base de datos estacional vigente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ejecutará la simulación de la operación, utilizando los modelos de optimización, programación y despacho vigentes, considerando a tal efecto la condición de operación prevista (escenario base) en la Programación Estacional vigente, suponiendo una situación de transporte normal junto con los mantenimientos programados y acordados en la propia Programación Estacional.

Para tal simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá utilizar los Costos Variables de Producción Estacionales (CVPE) y Sobrecostos Estacionales de Punta (SCPE) declarados por los agentes, los Valores de Agua resultantes de la aplicación del modelo de optimización y los Máximos Reconocidos establecidos por la SECRETARIA DE ENERGIA vigentes.

De la simulación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá los Precios Probables de Mercado (PMPROB), calculados para cada banda horaria "b" y el medio ponderado por la demanda total prevista en cada banda, conforme lo establecido en el punto 2.4.3.3.3 – PRECIOS PROBABLES DE LA ENERGIA del Capítulo 2 – PRECIOS ESTACIONALES de “Los Procedimientos” y para una probabilidad de excedencia del DIEZ POR CIENTO (10%), VEINTICINCO POR CIENTO (25%), CUARENTA POR CIENTO (40%), CINCUENTA POR CIENTO (50%), SETENTA POR CIENTO (70%) y del OCHENTA POR CIENTO (80%), que resulten de la simulación realizada, como también los precios medios en el Mercado para cada banda horaria y el total ponderado de los mismos.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los agentes con CINCO (5) días de anticipación a la ejecución de la licitación, los siguientes resultados:

- Los Precios Probables de Mercado (PMPROB) obtenidos para todo el período según lo indicado previamente
- La distribución de los precios medios totales para cada mes del período frente al precio medio total del mismo.
- La energía prevista abastecer a precio estacional por banda horaria mensual y trimestral en el Mercado “Spot”.
- El valor medio (\$/MWh) de la recaudación variable por precios locales prevista para cada nodo del STAT con generación despachada.
- Los volúmenes totales de Módulos Básicos de Energía (MBE) en función de dicha energía.
- El despacho de generación previsto para cada una de las máquinas y centrales del MEM.
- La cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) que representa la producción prevista de cada una de las centrales de generación dependiente del ESTADO NACIONAL.
- El precio de la Unidad de Referencia para la fecha de la licitación.

De considerarlo conveniente, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá requerir nuevas simulaciones con escenarios alternativos.

#### 2.4. UNIDAD DE REFERENCIA

Se define como Unidad de Referencia una máquina de Ciclo Combinado estándar ubicado en el Centro de Carga del Sistema (barra Ezeiza 500 kV) con el siguiente costo:

$$Pr_{unidad} = \frac{\$Ref_{gas} * CEspMedio}{PCInf_{gas}} * 0,65 + C_{Ref}OyM$$

donde:

*Prunidad* = Precio de la Unidad de Referencia en \$/MWh

*\$Ref gas* = Precio de Referencia del Gas Natural –ID Metrogas-

*CEspMedio* = Definido en 1544 kCal/kWatt-hora

*PCInf gas* = Poder Calorífico Inferior del Gas Natural, definido en 8400 kCal/dm<sup>3</sup>

$C_{Ref}OyM$  = Costo de Operación y Mantenimiento aceptado por Secretaría de Energía para Ciclos Combinados vigente al momento de la simulación.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará, junto con la simulación establecida en el apartado 2.3, el precio de la Unidad de Referencia aquí descrita y los valores utilizados para su cálculo.

### 3. LICITACIONES DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

#### 3.1. SIMULACION DE LICITACION DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Con el fin de transparentar la metodología relativa a la operatoria de cierre de la licitación, y con una anticipación mínima de cinco días de la fecha de la primer licitación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) pondrá a disposición del mercado una simulación de prueba.

#### 3.2 LICITACION

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), realizará TRES (3) licitaciones para la subasta de los Módulos Básicos de Energía (MBE) para el período establecido, conforme las fechas dispuestas por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Los Generadores, Cogeneradores y Comercializadores de generación serán convocados a presentar ofertas, debiendo hacerlas por una cantidad de MBE con un precio ofrecido que será un porcentaje de la Unidad de Referencia en la barra de Mercado.

Las ofertas deberán satisfacer las siguientes premisas básicas:

1. La o las ofertas de Compromisos deberán ser realizadas por Central de generación.
2. Deberán contener específicamente, el volumen de MBE que se ofrece y el precio, dado por un porcentaje de la Unidad de Referencia.
3. El volumen total de MBE ofertados no deberá superar la energía prevista despachar en la simulación realizada al efecto para la central involucrada, luego de descontar la energía comprometida en el Mercado a Término por la misma.
4. Las ofertas presentadas por Generadores, Cogeneradores y Comercializadores deberán tener carácter de ofertas firmes, adjuntando las correspondientes garantías y/o cesiones que se establecen al efecto.

En el caso de que se produzcan ofertas por volúmenes de MBE que excedan la energía remanente señalada previamente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sólo deberá considerar válido el volumen de MBE que no supere dicha energía remanente y cuyo costo, valorizándolo con los precios ofrecidos, en función del porcentaje de la Unidad de Referencia, sea mínimo dentro de la propuesta realizada.

A partir de las ofertas recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá rechazar aquellas que no satisfagan las condiciones previamente expuestas.

Una vez descartadas las ofertas no válidas, las restantes se clasificarán en

función del precio ofertado para el Compromiso, por tipo de Módulo Básico de Energía (MBE) y conforme precios crecientes.

Con las ofertas válidas recibidas, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá realizar un análisis a fin de aportar los elementos técnicos que permitan obtener el cierre de la licitación por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA. Juntamente con los precios medios resultantes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) presentará los resultados del Mercado "Spot" Anticipado para las probabilidades de ocurrencia del NOVENTA POR CIENTO (90%), NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) y NOVENTA Y OCHO POR CIENTO (98%).

El incremento de costo del Mercado "Spot" Anticipado dividido el decremento del riesgo de pérdida del Fondo de Estabilización valoriza el costo estimado por los oferentes para asumir un determinado riesgo.

La SECRETARIA DE ENERGIA determinará el valor de cierre de la licitación merituando el costo de las primas en relación con el riesgo de pérdida del Fondo de Estabilización. Dado que el cierre de ofertas es marginal, la curva representativa de las mismas fijará el punto de cierre que puede ser diferente para cada una de las licitaciones.

Al día siguiente de terminado el proceso licitatorio, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará a la SECRETARIA DE ENERGÍA y publicará para conocimiento de los Agentes, los resultados así obtenidos indicando para la licitación diaria del Mercado "Spot" Anticipado realizada, los agentes que han presentado ofertas, las ofertas que han sido rechazadas con su justificación y las consideradas válidas con la siguiente información:

$\$MBEk$  = Porcentaje del Costo de la Unidad de Referencia ofertado por el Agente o Comercializador "k", para la cantidad de Módulos Básicos de Energía  $MBEk$

$nMBEk$  = Cantidad de Módulos Básicos de Energía ofrecidos por el Agente o Comercializador "k", asociado al precio  $\$MBEk$

#### 4. DETERMINACION DE LOS VOLUMENES DE ENERGIA ACEPTADOS EN EL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Con la información suministrada, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará los volúmenes de Módulos Básicos de Energía (MBE) que serán aceptados, según las ofertas recibidas y la disponibilidad del Fondo de Estabilización, considerando la información de riesgos de precios publicados por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con anterioridad.

La SECRETARIA DE ENERGIA, mediante comunicación fehaciente del Señor Subsecretario de Energía Eléctrica o del Señor Director Nacional de Prospectiva en su reemplazo, informará al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados.

## 5. PARTICIPACION DE LA GENERACION DEPENDIENTE DEL ESTADO NACIONAL

Conjuntamente con la definición de la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados de la última licitación que se realice para el Mercado "Spot" Anticipado, la SECRETARIA DE ENERGIA, informará los Módulos Básicos de Energía (MBE) o la generación real de las centrales del ESTADO NACIONAL que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar como comprometidos por las unidades generadores dependientes del mismo. En caso de no informarlos deberá considerarse CERO (0).

Para los Compromisos así definidos, serán de aplicación los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado determinados según el punto 6.

## 6. ACEPTACION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO y PRECIOS MARGINALES

Una vez definida la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados en la Licitación de Compromisos del Mercado "Spot" Anticipado por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA conforme el punto 4 precedente, El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá determinar los Precios Marginales del Mercado "Spot" Anticipado de cada día licitado.

Una vez recibida la decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) informará inmediatamente a los Agentes del MEM lo resuelto por dicha SECRETARIA; los Precios Marginales del Mercado Spot Anticipado (representados por un porcentaje de la Unidad de Referencia) y los compromisos ofrecidos y en condiciones de ser aceptados a los efectos que éstos dispongan de la información para poder realizar nuevas ofertas, de acuerdo a lo mencionado en 3.2.

Conforme ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá concretar la aceptación de los compromisos ofrecidos por los Agentes Productores y Comercializadores cuyos precios sean menores o iguales a aquellos y que satisfagan todas y cada una de las condiciones establecidas en el presente Anexo.

El Agente Generador, Cogenerador o Comercializador de Generación que participe en una licitación en el Mercado "Spot" Anticipado y que le sea asignado un volumen determinado de MBE en este Mercado, no podrá asumir compromisos en el Mercado a Término que afecten los compromisos asumidos en el Mercado "Spot" Anticipado.

Las ofertas con Módulos Básicos de Energía (MBE) asignados en cada licitación recibirán como remuneración el precio de corte del día correspondiente.

Luego de realizada la última licitación la SECRETARIA DE ENERGIA informará los Módulos Básicos de Energía (MBE) aceptados en la misma, y el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá calcular el promedio ponderado de los Precios Marginales del Mercado "Spot" Anticipado de las licitaciones, cuyo valor será el que percibirá la generación del ESTADO NACIONAL conforme lo establecido en el apartado 5.



## 7. LIQUIDACION

### 7.1 MONTO A LIQUIDAR

Mensualmente el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) liquidará, junto con las Transacciones Económicas del mes correspondiente, a los oferentes que resultaron adjudicados en las licitaciones del Mercado "Spot" Anticipado las remuneraciones correspondientes a este Mercado, calculadas como el producto del porcentaje del costo de cierre de la Unidad de Referencia, el precio de la Unidad de Referencia (descrito en el apartado 2.4, calculado al día de cierre de la Transacción Económica), la distribución de los precios medios totales para cada mes del período frente al precio medio total del mismo y la cantidad de Módulos Básicos de Energía (MBE) correspondiente a cada Agente productor o Comercializador.

Adicionalmente se descontará el valor medio por unidad de energía transportada (\$/MWh) de la recaudación variable por precios locales prevista para cada mes en el nodo correspondiente según lo dispuesto en el apartado 2.2 del presente anexo.

### 7.2 PRIORIDAD DE PAGO

Los compromisos adquiridos por los Agentes y Comercializadores de Generación en el Mercado "Spot" Anticipado gozarán de prioridad de pago respecto del resto de las acreencias de las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Por lo tanto serán exceptuados para su pago de lo dispuesto en el segundo y tercer párrafo del inciso e) del punto 5.6 del Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

## 8. APLICACION EN LA OPERACION REAL DE LOS COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar diariamente la producción realizada por las unidades generadoras involucradas en cada Compromiso del Mercado "Spot" Anticipado.

Luego de descontar las obligaciones asumidas en el Mercado a Término, y de resultar la energía generada excedente superior al Compromiso del Mercado "Spot" Anticipado, el saldo remanente, deducido también el Compromiso asumido, será remunerado al Precio "Spot" horario en su nodo (PN). En caso contrario, el Agente o Comercializador de Generación correspondiente será considerado adquiriendo la energía faltante para cubrir sus Compromisos del Mercado "Spot" Anticipado en su Nodo al Precio horario del mismo si existen excedentes no comprometidos o, en su defecto, deberá adquirir el remanente faltante en el Nodo Mercado al precio horario del Mercado.

Respecto a las transacciones de potencia, éstas no sufren ninguna modificación y se mantiene la aplicación de lo dispuesto al respecto en "Los Procedimientos".

En el Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual, y

conjuntamente con el resto de las Transacciones Económicas del mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar, para cada Agente Productor o Comercializador de Generación con Compromisos del Mercado “Spot” Anticipado, los compromisos correspondientes al mes que serán liquidados y, de corresponder, la facturación por las compras que debiera realizar para cumplir con dichos Compromisos.

#### 9. CESION DE COMPROMISOS DEL MERCADO SPOT ANTICIPADO

Durante el período que corresponda, los Agentes Productores o Comercializadores de Generación con Compromisos del Mercado “Spot” Anticipado, podrán transferir dichos compromisos a otros Agentes Productores o Comercializadores de generación que cumplan con los requisitos exigidos en este Anexo y que fueran satisfechos por los titulares originales de dichos compromisos.

Para formalizar tal transferencia, se deberá notificar la misma al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), con una antelación no menor a los CINCO (5) días hábiles antes de la entrada en vigencia de la transferencia en cuestión, indicando la información necesaria para producir la misma.

Se podrán transferir Compromisos en el Mercado “Spot” Anticipado por un plazo de UNA (1) o más semanas.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO V****AMPLIACIONES PARA LA ADECUACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y POR DISTRIBUCION TRONCAL****1. DEFINICION**

Se define como Ampliaciones para la Adecuación de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal a aquellas obras a realizar sobre áreas de concesión de las Transportistas necesarias para adaptar las instalaciones de tales sistemas a los criterios y normas de diseño del reglamento de diseño y calidad de los mismos, como así también a las necesarias para adecuarlos al cumplimiento de los requerimientos mínimos de seguridad de abastecimiento señalados más abajo.

Las obras así identificadas serán priorizadas inicialmente por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y, finalmente, la SECRETARIA DE ENERGIA determinará cuales de todas ellas serán realizadas en función de las erogaciones que estime posible realizar.

**2. PERIODO DE APLICACION**

Considerando las condiciones de diseño de las instalaciones de Alta Tensión y la extensión de su aplicación a los sistemas de Distribución Troncal, se habilita por esta única vez la realización de esta categoría de obras para asegurar que los sistemas operen en condiciones adecuadas.

**3. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO**

Los sistemas de transporte (STAT y DISTROS) deberían mantener, en condiciones posteriores a contingencias simples y luego de efectuadas las maniobras o puestas en servicio necesarias, la suficiencia, para satisfacer sin restricciones, una parte importante de los requerimientos de potencia y energía que tenía la demanda antes de la contingencia.

En función de ello, la porción de energía no suministrada (respecto de la energía total abastecida en el punto de alimentación) no podrá superar el equivalente a TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda del área durante DIEZ (10) días corridos.

**4. IDENTIFICACION DE LAS OBRAS****4.1. OBRAS DE ADECUACION**

La identificación de las Obras de Adecuación estará a cargo de la Transportista en cuya área se realizarán. A tales efectos las Transportistas indicarán de tales obras al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) antes del 30 de enero de 2003.

La identificación de cada obra comprenderá:

- Descripción de la obra
- Justificación de las causas por las cuales se propone la obra

- Fecha en la cual se hace necesaria
- Tiempo estimado de ejecución
- Costo estimado de la ampliación

#### 4.2. OBRAS PARA SATISFACER REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

En base a los criterios señalados precedentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá definir el conjunto de obras cuyo propósito sea minimizar los riesgos de abastecimiento. En el caso de Estaciones Transformadoras se podrán proponer alternativamente opciones más económicas como la de instalar transformadores con la posibilidad de ser compartidos con otras Estaciones y/o equipos de Generación transportables que cumplan con el mismo fin.

#### 5. ANALISIS Y APROBACION DE LAS OBRAS PRESENTADAS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá verificar la pertinencia de cada una de las Obras de Adecuación propuestas por la transportista en relación a las causas por las cuales se propuso y las hipótesis adoptadas para el estudio.

Dentro de los QUINCE (15) días corridos contados a partir de la presentación por parte de los transportistas de las Obras de Adecuación a realizar, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá elaborar un informe con sus comentarios sobre cada obra de aquellas que decida proponer conforme los lineamientos del apartado 4 anterior, el que deberá ser remitido al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En dicho informe el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá indicar la prioridad en que se deberían realizar las obras propuestas debiendo tener en cuenta que aquellas ampliaciones en donde los beneficiarios de las mismas no resulten fundamentalmente prestadores del servicio público de distribución, serán las de última prioridad.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) contará con QUINCE (15) días corridos contados desde la fecha de recepción del informe para opinar sobre las obras presentadas, para lo cual deberá considerar, en dicha oportunidad, que no existan otros equipos instalados o a instalar con fecha de habilitación anterior al 31 de diciembre de 2003 y que permitan operar el sistema en las condiciones de diseño.

La SECRETARIA DE ENERGIA, en función de lo informado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), determinará cuales obras se autorizan a ser consideradas como pertenecientes a la categoría de AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD, para las cuales les será aplicable la metodología establecida seguidamente.

#### 6. METODOLOGIA DE AMPLIACION

Para la gestión de las ampliaciones pertenecientes a esta categoría, se aplicará el procedimiento establecido en el SUBANEXO III – AMPLIACIONES PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD del Anexo 34 de "Los Procedimientos", bajo las condiciones definidas en su

Apéndice "C", a excepción de la distribución de los cargos de inversión, operación y mantenimiento que se realizará de la siguiente manera:

- Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las Obra de Adecuación serán abonados por todos los Agentes Demandantes, incluida la demanda de exportación, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.
- Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las Obras para satisfacer Requerimientos Mínimos de Seguridad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) serán abonadas por:
  - SETENTA POR CIENTO (70%), los agentes demandantes, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.
  - TREINTA POR CIENTO (30%), Los agentes demandantes definidos como beneficiarios de las obras.

En todos los casos, las posibles sanciones que pudieran ser aplicadas conforme al régimen de calidad servicio y sanciones establecido por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para estas ampliaciones, serán reintegradas a los Agentes demandantes a través de su asignación al cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO VI**

ADECUACION DE CRITERIOS DE DISEÑO Y CALIDAD DEL  
SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION Y DISTROS

6. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

6.1. DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los criterios para el diseño del SISTEMA DE TRANSPORTE han sido extraídos de los documentos que se mencionan a continuación, los cuales se reconocen como fuente interpretativa del alcance de lo dispuesto en este reglamento:

- a) Estudio de Planificación del Sistema Eléctrico Nacional 1994-1999 y Configuración del Sistema de Transmisión para la Central Hidroeléctrica Yacyretá realizado por el Grupo de Trabajo Interempresario de Planificación de la Red Nacional de Interconexión integrado por funcionarios de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA.
- b) Criterios de Confiabilidad Adoptados en Estudios de Estabilidad para la Planificación del SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática.

Los criterios para el diseño del sistema de transporte en Alta Tensión, deberán aplicarse plenamente en la operación de dicho sistema, salvo que la operación en estas condiciones provoque más energía no suministrada que la probable resultante de la no aplicación de estos criterios.

6.1.1. CRITERIOS PARA LA OPERACION ESTATICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Estática:

- a) En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema de transmisión cuenta con todo su equipamiento en servicio:
  - 1) Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION entre CERO COMA NOVENTA Y SIETE (0,97) y UNO COMA CERO TRES (1,03) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV).
  - 2) La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobrecitación del diagrama de capacidad de la unidad

generadora.

3) Deberá mantenerse como mínimo módulos de reserva en los Compensadores sincrónicos y estáticos.

4) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

b) En condiciones posteriores a contingencias simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION o la desconexión intempestiva de un generador:

1) En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia y una vez actuados todos los sistemas automáticos de restauración de la tensión la misma no deberá exceder, en los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, el rango entre CERO COMA NOVENTA Y TRES (0,93) y UNO COMA UNO (1,1) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA QUINCE (1,15) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV). Pasado ese lapso, deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION entre CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0,95) y UNO COMA CERO CINCO (1,05) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) y entre CERO COMA NOVENTA (0,90) y UNO COMA DIEZ (1,10) por unidad de DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 Kv)

2) La generación de potencia reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora.

3) La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente.

c) En condiciones posteriores a cualquier contingencia, los niveles de tensión de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no deberán ser superiores a UNO COMA VEINTE (1,20) ni inferiores a CERO COMA OCHENTA Y CINCO (0,85) por unidad de QUINIENTOS KILOVOLTIO (500 Kv). Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir de la contingencia.

#### 6.1.2. CRITERIOS PARA LA OPERACION DINAMICA

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA

TENSION en QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV) para su Operación Dinámica:

a) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, en condiciones normales y frente a contingencias simples deberá mantenerse transitoriamente estable para

cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda.

b) EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los sistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio. Este límite es independiente de la elección de calidad de servicio que efectúen los Agentes demandantes.

En condiciones de costos económicos extremos, los agentes demandantes de la región afectada y que representen más del SETENTA POR CIENTO (70%) de la demanda atendida, podrán requerir la limitación del alza de los precios locales que se generarían de aplicar este criterio, asumiendo el riesgo de la interrupción total del servicio en dicha área.

c) Las contingencias simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos a) y b) precedentes son las siguientes:

1) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:

1.a) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o desconexión no programada de cualquier otro equipamiento. La desconexión automática de generación máxima aceptada es de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW).

2) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:

2.a) Cortocircuito monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión de la fase fallada y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación.

2.b) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare la desconexión y recierre de la fase fallada y apertura trifásica definitiva ante el sostenimiento del cortocircuito



pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.

- 3) Fallas atípicas sobre equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación necesaria siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION.

Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas inevitables en que la tasa de falla real supera los valores típicos de diseño, o aquéllas también inevitables que contando con un alto grado de probabilidad de ocurrencia son de una de severidad superior a la trifásica en simple contingencia, considerándose como tal los cortocircuitos trifásicos con pérdida de dos ternas en el sistema de transmisión EL CHOCON – EZEIZA de QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV), por efecto de tornados.

- d) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en condiciones de riesgo de abastecimiento para alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipamiento fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos a y b de los párrafos anteriores, aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier contingencia. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos a) y b) del presente artículo, no admitiéndose en ningún caso que ante contingencias simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Se entiende por contingencia doble aquella que comprende a dos equipamientos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos contingencias simples consecutivas.

### 6.1.3. TRANSFORMADORES

La potencia nominal de los transformadores de potencia de una estación transformadora deberá ser, como mínimo, la que resultare de aplicar los criterios de eficiencia de la gestión del Sistema Eléctrico.

## 6.2. CALIDAD DE LA TENSION, FRECUENCIA Y FACTOR DE POTENCIA DE SERVICIO

6.2.1.- La TRANSPORTISTA deberá cumplir las normas que a continuación se establecen:

- a) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de

los límites de MAS/MENOS CERO COMA DOS HERTZ (+/-0,2 Hz) en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos MAS TRES/MENOS DOS HERTZ (+3/-2 Hz).

b) La TRANSPORTISTA deberá mantener la tensión en el nivel que especifique EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para las barras de su SISTEMA DE TRANSPORTE y las barras inmediatas adyacentes de menores tensiones. Para ello deberá mantener disponible el equipamiento requerido, incluyendo la reserva necesaria a tal fin.

c) Los equipamientos del SISTEMA DE TRANSPORTE deberán tener un adecuado funcionamiento ante las siguientes distorsiones en la forma de onda de la tensión:

1) El nivel máximo de distorsión de armónicas en el SISTEMA DE TRANSPORTE en condiciones normales de operación deberá ser inferior a los límites establecidos por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE).

2) En condiciones normales la componente de secuencia inversa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del UNO POR CIENTO (1%) de la tensión nominal

3) Las fluctuaciones de tensión en el nodo de conexión con una carga fluctuante no deberán ser superiores a:

3. a) MAS MENOS CINCO POR CIENTO (+/- 5%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas poco probables.

3. b) MAS MENOS UNO POR CIENTO (+/- 1%) del nivel de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo, ante maniobras o despeje de fallas de alta probabilidad. EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá autorizar, teniendo en cuenta la velocidad del cambio de demanda, fluctuaciones de hasta el TRES POR CIENTO (3%) de la tensión del nodo con respecto a la del estado previo

3. c) El flicker deberá mantenerse dentro de los límites reconocidos internacionalmente y su nivel deberá medirse con un medidor de flicker que responda a lo dispuesto en la norma International Electrotechnical Commission 868.

6.2.2.- Los USUARIOS del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y las otras TRANSPORTISTAS interconectadas quedan sujetos a las mismas obligaciones dispuestas en el punto precedente y la TRANSPORTISTA deberá supervisar su

cumplimiento, debiendo informar de inmediato al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) respecto a cualquier incumplimiento de lo dispuesto.

6.2.3.- La TRANSPORTISTA deberá acordar con sus USUARIOS DIRECTOS y con las otras TRANSPORTISTAS interconectadas e informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), los factores de potencia límites para las horas de valle, pico y restantes, los que se denominarán VALORES ACORDADOS, requeridos por la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

### 6.3. DISEÑO DE INSTALACIONES Y EQUIPOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

La TRANSPORTISTA deberá presentar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION dentro del plazo de UN (1) año a partir de la toma de posesión de las instalaciones vinculadas a dicho Sistema.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquellos de los puntos de conexión, hasta que la TRANSPORTISTA obtenga la aprobación de las normas correspondientes por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), deberán cumplir con los siguientes lineamientos generales:

- a) Las normas utilizada para la selección de la compra en AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES SOCIEDAD ANONIMA indicadas en el Apéndice A)
- b) Los criterios de diseño y proyecto utilizados para el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE YACYRETA
- c) Los criterios de diseño y proyecto de la cuarta terna del sistema de transmisión de HIDROELECTRICA NORPATAGONICA SOCIEDAD ANONIMA.

Los equipamientos a instalar en el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos precedentes, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas y condiciones de diseño:

- a) Los neutros de los transformadores de alta tensión deberán contar con puesta a tierra rígida.
- b) Los sistemas de puesta a tierra de las estaciones deberán ajustarse a la norma del "Institute of Electrical and Electronic Engineers (USA) 80-1986 Guide for Safety in

Substation Grounding" y los requerimientos para sistemas de puesta a tierra de la norma "Deutsche Institute für Normung (DIN)/ Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes (VDE) N° 0141/7.76, para tensiones de régimen superiores a UN KILOVOLTIO (1 kV).

c) El equipamiento, concepción y disposición de Estaciones, Líneas Aéreas y Cables Subterráneos deberán cumplir lo siguiente:

1) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizarán de acuerdo con las normas de la "International Electrotechnical Commission (IEC)", de la "Conférence Consultatif International des Télégraf e Télécommunications (CCITT)", de la "International Standards Association (ISO)", del Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM) o sus equivalentes nacionales, particularmente las normas DIN/VDE y "American Society of Testing Materials/ American National Standards Institute (ASTM/ANSI)".

2) La TRANSPORTISTA deberá tener presente los resultados de los estudios de la red a realizar por ella misma y por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

3) El diseño, fabricación y ensayos de los equipos e instalaciones deberá realizarse teniendo en cuenta los requerimientos de calidad de la tensión de servicio exigidos a la TRANSPORTISTA.

4) Deberán permitir la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION de acuerdo a las Normas y Procedimientos de Seguridad que deberá la TRANSPORTISTA someter a la aprobación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

5) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito nominal del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION o del USUARIO o de otra TRANSPORTISTA al cual esté conectado, el que resulte mayor.

6) El nivel de aislación del equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION en los puntos de conexión debe estar coordinado con el del equipamiento del USUARIO o TRANSPORTISTA en dichos puntos.

7) El equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deberá operar dentro de sus límites térmicos.

8) Cuando el equipamiento de transmisión que actualmente cumple con los requerimientos del sistema se transfiera a otro lugar, o se utilice de un modo diferente al actual o se lo destine a otro fin o se lo modifique de otro modo, se aplicarán las normas vigentes al momento de la fabricación original del equipamiento, siempre que se ajusten a la nueva finalidad.

Las instalaciones y equipamientos vinculados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA

TENSION deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes, en especial con las Cláusulas Ambientales indicadas en el Apéndice B.

Las instalaciones y aparatos de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deben cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Cada conexión entre una Unidad Generadora y el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

b) La protección de las Unidades Generadoras y sus conexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION deben cumplir con los requerimientos mínimos especificados a continuación:

1) El tiempo máximo para despeje de fallas, entendiéndose por tal el transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, que ocurran en los equipos del GENERADOR directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del GENERADOR deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión del GENERADOR.

2) El GENERADOR deberá disponer la protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema del GENERADOR. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.

3) Los interruptores del punto de conexión entre un GENERADOR y la TRANSPORTISTA deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por la TRANSPORTISTA.

c) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión deberán estar coordinados en forma previa a la conexión entre el GENERADOR y la TRANSPORTISTA, de manera tal que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

Las instalaciones y aparatos de los USUARIOS y otras TRANSPORTISTAS, a excepción de los GENERADORES, que afecten al SISTEMA DE TRANSPORTE deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) El tiempo máximo para despeje de fallas, que ocurran en los equipos del Usuario u otra TRANSPORTISTA directamente conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE y para las que ocurran en los equipos del SISTEMA DE TRANSPORTE directamente conectados a los del primero deberá ser determinado por la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión.
- b) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA conectados deberán disponer de protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE y, la TRANSPORTISTA deberá disponer de tal protección para fallas en el Sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre partes.
- c) Cuando la TRANSPORTISTA no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, estos últimos deberán suministrar a la TRANSPORTISTA los medios para aislar las fallas o anomalías del SISTEMA DE TRANSPORTE. Ante fallas en el Sistema del USUARIO, su protección deberá disparar los interruptores de mayor tensión de la TRANSPORTISTA.
- d) Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores de la TRANSPORTISTA después de fallas en el Sistema del USUARIO u otra TRANSPORTISTA, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.
- e) El USUARIO u otra TRANSPORTISTA y la TRANSPORTISTA deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos.

#### 6.4. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS GENERADORES VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

Las Unidades Generadoras conectadas directa o indirectamente al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Disponer del equipamiento de control de la tensión y de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico que este pueda requerir para su estabilidad. Cuando se requiera la instalación de un nuevo equipamiento su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.
- b) Disponer con anterioridad a su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE de las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del Area de Influencia, de

acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

- c) Cada Unidad Generadora deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.
- d) Disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación requeridas por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión, su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los beneficiarios del área de Influencia, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.
- e) Se admite como máximo la desconexión intempestiva de una generación de MIL DOSCIENTOS MEGAVATIOS (1200 MW) ante contingencia simple.

#### 6.5. REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS VINCULADOS AL SISTEMA DE TRANSPORTE.

Los DISTRIBUIDORES y GRANDES USUARIOS conectados directa o indirectamente al Sistema de Transporte deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Los neutros de los transformadores, y de los bancos de los transformadores y de reactores, conectados al SISTEMA DE TRANSPORTE deberán contar con puesta a tierra rígida. La TRANSPORTISTA deberá acordar cualquier desviación de esta especificación, en especial en el caso de reactores de neutro asociados a la desconexión y recierre unipolar de líneas aéreas.
- b) Cumplir con las disposiciones de desconexión automática de la carga por baja frecuencia requerida por el sistema eléctrico, de acuerdo a las metodologías que apruebe la reglamentación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) dictada por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

#### 7. REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL

Hasta tanto se reglamenten los criterios de diseño y calidad de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, se incorpora inicialmente los siguientes criterios:

- El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL no deberá ser menor a CERO COMA NOVENTA Y CINCO (0.95) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV), salvo que la

operación en estas condiciones provoque energía no suministrada (ENS). El nivel mínimo admisible de tensión será aquel compatible con las condiciones de seguridad del sistema de transporte o con la afectación eventual a las demandas abastecidas.

- El nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL no deberá ser mayor a UNO COMA CERO CINCO (1.05) por unidad de CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) o al máximo compatible con la seguridad del equipamiento de transporte o usuarios conectados, salvo que la operación en estas condiciones permita reducir el requerimiento de generación forzada o el riesgo de tener energía no suministrada (ENS).



## RES. SE 1/2003 - ANEXO VII

### LINEAMIENTOS BASICOS PARA EL PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

#### 1. OBJETO

Este anexo tiene por objeto describir el lineamiento básico del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA. Dicho Programa será instrumentado a partir de diferentes etapas de implementación.

#### 2. INTRODUCCION

Ante la actual situación económica y la consecuente restricción de acceso al mercado de capitales, sumado a la fuerte participación de insumos importados que el sector eléctrico requiere para su funcionamiento, es decisión de la SECRETARIA DE ENERGIA reforzar la política de Uso Racional de la Energía Eléctrica que tienda a diferir la realización de inversiones que permitan cubrir los incrementos de la demanda de energía eléctrica.

#### 3. IMPLEMENTACION

A través del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) esta SECRETARIA, llevará adelante la gestión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica para el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

La implementación de este Programa en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) comenzará durante el invierno de 2003 y constará, de diversas medidas, algunas de las cuales se describen a continuación:

- Se establecerá un mecanismo para alentar la disponibilidad de generación vinculada a la red del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) y las redes de distribución con el objeto de disponer de una reserva de potencia no usufructuada hasta el momento.
- Se alentará a los Entes Reguladores Provinciales y Distribuidores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a continuar con el mecanismo de gestión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica impulsado por esta SECRETARIA DE ENERGIA.
- Se implementarán campañas publicitarias con el fin de concientizar a la población de todo el país de la importancia y la necesidad de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica.

#### 4. REGULACION DETALLADA

Antes del 31 de marzo de 2003, la SECRETARIA DE ENERGIA emitirá una Resolución que definirá la operación del próximo invierno y de los años venideros.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO VIII****INFORMACION PUBLICA DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO**

A partir de la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá poner a disposición del público en general (preferentemente en Internet) información básica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que contribuya a la transparencia del funcionamiento del Mercado.

Por lo tanto, salvo aquella información que, desagregada, pueda requerir el adecuado resguardo de la confidencialidad de la información para los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o que por su detalle técnico sólo resultare de utilidad para ellos, toda la información elaborada por dicho organismo deberá ser publicada dando de este modo la garantía de transparencia e información al público en general.

La información mínima que deberá hacerse pública será:

1. Programaciones y Reprogramaciones Estacionales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).
2. Informes diarios de situación del Sistema Eléctrico, incluyendo la información agregada de las fallas.
3. Informes Mensuales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).
4. Informes Anuales del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).
5. Evolución de los Precios Horarios.
6. Despacho de Unidades de Generación agregadas.
7. Situación del Sistema de Transporte.
8. Esquemas Unifilares de la Red Eléctrica.
9. Simulación de la Operación en el Mediano y Largo Plazo.
10. Las bases de datos necesarias para la realización de Estudios Eléctricos del sistema argentino y flujos típicos de la red de transporte.
11. Modelos de optimización, programación y despacho actualmente vigentes en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM):
  - a. Modelo de optimización OSCAR.
  - b. Modelo de simulación MARGO.
  - c. Estos modelos serán entregados previa expresa solicitud. De corresponder, el solicitante, deberá abonar los costos de licencia de los modelos requeridos.
12. Base de datos para análisis de precios con modelos de despacho actualmente vigentes (OSCAR-MARGO)
13. Aspectos Normativos

- a. Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.
  - b. Normas y/o Resoluciones que sean emitidas por:
    - i. SECRETARIA DE ENERGIA, que afecten el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)
    - ii. ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) (principales) y que afecten el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)
  - c. Reglamentos de Interconexión con países limítrofes.
14. Listado de Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)
15. Estadísticas históricas de valores agregados.
16. Un listado de información definida como de uso exclusivo de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) emitida por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Se habilita al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a agregar los ítems que considere necesarios a la presente lista.

**RES. SE 1/2003 - ANEXO IX****MERCADO DE RESERVA INSTANTANEA****5.5 ASIGNACION ANTE DEFICIT DE OFERTA DE SRI**

Cuando la oferta de SRI sea insuficiente para cubrir el requerimiento, se estará en una condición de déficit de SRI. En estas situaciones, en caso de que existan Grandes Usuarios que por sus características de consumo pudieran ofertar una Reserva Instantánea de volumen y compromiso variable a lo largo de la hora (por ejemplo, grandes acerías) se podrá asignar este tipo de ofertas para procurar disminuir el déficit de SRI.

La remuneración y el control de cumplimiento de compromiso de este tipo de oferta se realizará considerando la oferta realizada, el consumo real registrado a lo largo de la hora y la demanda informada como ininterrumpible por el Gran Usuario.

$$\text{Balance} = \text{MIN} (\text{Oferta SRI}, \text{Dem. Total} - \text{Dem. Ininterrumpible})$$

Integrando a lo largo de la hora este balance se obtendrá el volumen de energía a remunerar al precio del SRI. En caso de producirse un evento de subfrecuencia que requiera la actuación del SRI, se verificará el cumplimiento de su compromiso en función del balance en ese instante.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Bs. As., 25/7/2002

VISTO el Expediente N° 750-001648/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha informado a esta SECRETARIA DE ENERGIA acerca de la conveniencia de efectuar ampliaciones en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) con el objeto de reducir el riesgo de un colapso parcial o total debido a faltas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Que los estudios efectuados muestran la factibilidad técnica y económica de implementar un esquema basado en la desconexión de un bloque de carga del DIEZ POR CIENTO (10%) adicional al definido en el Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquemas de Alivio de Cargas de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, para que opere ante situaciones extremas en forma combinada con automatismos para control de tensión en la red de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Que en tanto las condiciones de operación en que se prevé la actuación de este esquema de emergencia tienen una baja frecuencia de ocurrencia, se considera necesario efectuar controles y auditorías técnicas periódicas para asegurar su disponibilidad y correcto funcionamiento cuando sea requerido.

Que los automatismos necesarios para el fin aludido forman parte de un sistema que por su finalidad y características debe diferenciarse del esquema de alivio de carga



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

reglado en el citado Anexo 35 y de lo establecido por la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 305 del 27 de julio de 1998 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

Que el sistema que establece el presente acto se corresponde, en virtud de sus características, con la categorización definida en el Subanexo III-Ampliaciones para Mejora de Seguridad, del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) evaluó e informó a esta SECRETARIA DE ENERGIA estimaciones de costos de las instalaciones de corte de carga correspondientes a diseños estándar.

Que se ha tenido en cuenta que en el caso de Agentes Demandantes cuyos requerimientos de potencia son de poca magnitud, no se justifica su inclusión inmediata en este esquema de emergencia, pudiendo diferir la colocación del equipamiento necesario en sus instalaciones con el fin de favorecer la implementación con prontitud y posibilitar una mejor coordinación de la puesta en servicio de este esquema.

Que se debe definir la forma en que se producirá el reconocimiento de los gastos en que incurran los Agentes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores, Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional), como así también su determinación y aprobación, para los que



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

se establezca la responsabilidad de la ejecución de las obras y trabajos que se requieran para la instalación de los automatismos y demás elementos necesarios para implementar este esquema de seguridad.

Que los plazos requeridos para la implementación de este esquema de seguridad deben ser compatibles con aquellos previstos para la Formación de Islas Eléctricas y Arranque en Negro, establecidos por Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 305 del 27 de julio de 1998 entonces dependiente del ex- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, pero su puesta en servicio no puede prorrogarse hasta tanto estén disponibles las instalaciones de Formación de Islas Eléctricas de dicho proyecto, en virtud que no se dispone de medios de emergencia sustitutos que eviten la ocurrencia de un colapso parcial o total de las características ya reseñadas.

Que este esquema de emergencia deberá continuar en funcionamiento aún después de la puesta en servicio del sistema de Formación de Islas Eléctricas ya que es un sistema esencial y complementario de la apropiada formación de las mismas.

Que atento a lo mencionado precedentemente, es conveniente incentivar económicamente tanto la pronta ejecución del sistema de seguridad que se define en el presente acto, como la aplicación de compensaciones que guarden relación con tal incentivo y la indisponibilidad de los equipos frente a una demora injustificada o falla del equipamiento.

Que conforme esto último debe tenerse en cuenta que la puesta en servicio y operación del instrumental dedicado a este esquema ubicado en instalaciones de los transportistas reviste un carácter prioritario para la adecuada funcionalidad de los que se instalen en otros Agentes, por lo que su posible indisponibilidad es un factor de retraso que afecta no sólo la propia funcionalidad del equipo sino también la puesta en marcha del esquema en su conjunto, resultando en consecuencia que las sanciones aplicables deben guardar proporcionalidad con la preeminencia de las instalaciones en cuestión.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Que respecto a la Operación y Mantenimiento de las ampliaciones a implementar en instalaciones de los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debe instruirse al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que proceda a diseñar y poner en vigencia los regímenes remuneratorios, de calidad de servicio y de sanciones específicos para este tipo de equipamiento, guardando relación con los montos y criterios generales establecidos en el presente acto.

Que respecto a la Operación y Mantenimiento de las ampliaciones a implementar en instalaciones de los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, debe instruirse al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) para que proceda a diseñar y poner en vigencia los regímenes remuneratorios, de calidad de servicio y sanciones específico para este tipo de equipamiento, guardando relación con los montos y criterios generales establecidos en el presente acto.

Que en cuanto se trate de nuevas instalaciones, sea por ampliación de las existentes o por ingresos, será obligación de los Agentes Demandantes disponer de los automatismos necesarios para participar en soporte técnico y económico del esquema de seguridad establecido en este acto, debiendo atenerse a las características técnicas y demás condiciones que se establecen específicamente.

Que la promulgación de la Ley N° 25.561 y el Decreto N° 214 del 3 de febrero de 2002 altera las relaciones de tipo de cambio vigentes hasta el momento de su dictado e impide la indexación de precios o actualizaciones monetarias de bienes, obras o servicios, circunstancias que colisionan con los presupuestos y estimaciones de costos citados en el sexto Considerando en razón que fueron evaluados por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) con anterioridad a la nueva normativa.

Que con posterioridad la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO





*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) informó mediante Nota B-13043-3 del 6 de mayo de 2002 que debido a la dispersión e inestabilidad de precios que se observa en materiales y algunos servicios, resultaría ocioso solicitar a las empresas que actualicen los costos ya informados y citados en el sexto Considerando, estimando en base a los presupuestos originales una proporción del SETENTA POR CIENTO (70%) para equipos y materiales y TREINTA POR CIENTO (30%) para la mano de obra. Que teniendo en cuenta que los precios de los equipos y materiales utilizados para estas instalaciones mantienen sus valores en dólares estadounidenses, que además las obras se habrán de realizar de acuerdo a plazos dentro de los cuales la tasa de cambio puede resultar con variaciones significativas, se estima conveniente fijar el costo de la parte correspondiente a Equipos y Materiales en dólares estadounidenses y aplicar el Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) en el momento de liquidar los cargos.

Que la Ley N° 25.561 mantiene vigente el Artículo 617 del Código Civil que permite la constitución de obligaciones de dar moneda que no sea de curso legal en la República, habilitando la posibilidad de fijar en Dólares Estadounidenses el SETENTA POR CIENTO (70%) del costo estándar de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT).

Que la necesidad de no postergar la implementación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFT) impone el dictado del presente acto en línea con las razones expuestas.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado intervención a los efectos de su competencia.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de las facultades otorgadas por la Ley N° 24.065, el Decreto N° 186 de fecha 27 de julio de 1995 y la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992, entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, que aprueba los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", sus normas modificatorias y complementarias.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese el Subanexo III-Ampliación para Mejora de la Seguridad del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, por el texto del Anexo I que con idéntica denominación forma parte del presente acto.

Art. 2º — Incorpórase el "Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS)" al Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, que con el texto del Anexo II forma parte del presente acto.

Art. 3º — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar las actividades



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

necesarias y coordinar las acciones de los Agentes requeridas para poner en servicio el equipamiento correspondiente al esquema referido en los Artículos 1º y 2º anteriores en las instalaciones existentes a la fecha de vigencia del presente acto, según lo definido a continuación:

a) Coordinar las actividades del proyecto, requerir, evaluar y aprobar los diseños conceptuales que presenten los Agentes para la ejecución de las obras.

b) Evaluar la razonabilidad de los costos presupuestados por los Agentes a los que se les requiera la realización del proyecto y construcción de las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), conforme lo siguiente:

I. Cuando los costos de los trabajos y obras que deba efectuar un Agente Demandante sean como máximo iguales a los costos estándar establecidos en el presente acto, evaluará el proyecto correspondiente y de no tener observaciones deberá entender que se encuentra aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA. En caso de resultar superiores a los mismos, remitirá a dicha Secretaría el presupuesto presentado acompañado de su evaluación para que ésta defina su aprobación o rechazo.

II. Los costos presupuestados por el Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión para la realización de los proyectos y construcción de las ampliaciones se remitirán a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación conjuntamente con la evaluación de los mismos.

III. Los costos presupuestados por los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que atiendan demandas de exportación, para la realización de los proyectos y construcción de las ampliaciones para adecuar los controles sobre Conversoras de Frecuencia o enlaces en corriente continua, se remitirán a la SECRETARIA DE ENERGIA para su aprobación conjuntamente con la evaluación de los mismos.



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

IV. Los costos presupuestados por los Agentes podrán presentarse en Pesos y en Dólares Estadounidenses, debiendo informarse con una apertura tal que permita diferenciar los rubros cotizados en cada unidad monetaria. Los créditos y débitos a asignar en las liquidaciones se calcularán para los valores en Dólares Estadounidenses con la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) del día hábil anterior al de emisión del correspondiente documento.

c) Informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la proyección de los fondos que serán incluidos en el Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia con los que se remunerarán los costos correspondientes a las ampliaciones requeridas para implementar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSIONES DEL SADI (ESCFTS).

d) Habilitar las instalaciones del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), efectuando la coordinación de la puesta en servicio de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) con el objeto de garantizar el correcto funcionamiento del esquema, aún cuando no se cuente con todos los equipos instalados y habilitados. Se entenderá por habilitación a la notificación fehaciente por parte de la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) de la total conformidad con la instalación realizada.

Anualmente el Transportista de Energía en Alta Tensión deberá analizar y acordar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) los valores de tensión y temporización que condicionarán la conexión de los reactores, debiendo informarse el ajuste de dichos parámetros en cada Programación Estacional de Verano.

Art. 4º — Dispónese que todo Agente Demandante cuya Potencia declarada sea igual o superior a NUEVE MEGAVATIOS (9 MW), deberá ejecutar las obras necesarias para



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

desconectar un DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda, adicional al corte de carga establecido en el Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquema de Alivio de Cargas, de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, en los plazos que se indican en el artículo 8° del presente acto, siguiendo las especificaciones técnicas e instrucciones que defina la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMESA) para adecuar las instalaciones existentes a lo requerido en el Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias. A estos efectos los Agentes deberán presentar los diseños, presupuestos y documentación en los términos y plazos que le sean requeridos.

Art. 5° — Establécese que los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que atiendan demandas de exportación deberán presentar, conforme los términos y plazos que le sean requeridos, los diseños y documentación pertinentes a los efectos de la aprobación y habilitación de las ampliaciones que permitan adecuar las instalaciones existentes a la fecha de puesta en vigencia del presente acto, a lo establecido en el Apéndice A-ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), del Anexo 34-Asignación de Responsabilidades a los Usuarios de Ampliaciones de Calidad, de Seguridad y Especiales de Capacidad de Transporte, de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 del 29 de abril de 1992 entonces dependiente del ex-MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Art. 6° — Dispónese que el Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión defina el diseño, confeccione el presupuesto y ejecute las obras necesarias para poner en servicio las instalaciones para control de reactores que se detallan en el artículo 13, en los plazos que se indican en el artículo 8°, ambos del presente acto, siguiendo las especificaciones e instrucciones que a ese efecto establezca la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA). Con ese objeto, como así también el de la habilitación de las ampliaciones del esquema aludido, se deberán presentar los diseños, presupuestos, y toda otra documentación necesaria en los términos que le sean requeridos oportunamente.

Art. 7° — Establécese que el pago de los gastos presupuestados por los Agentes que ejecuten las tareas encomendadas en los artículos 4°, 5° y 6° precedentes, se efectivizará una vez que el presupuesto presentado haya sido aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA de acuerdo a lo dispuesto en la presente norma y que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) haya habilitado la instalación. La oportunidad en que se efectuará dicho pago será concordante con los plazos establecidos para la facturación y pago de las transacciones económicas según la normativa vigente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 8° — Establécese que las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en las instalaciones de los Agentes Demandantes con una potencia requerida igual o superior a NUEVE MEGAVATIOS (9 MW), o las que deban ser realizadas en instalaciones de Transportistas, deberán estar en condiciones de ser habilitadas dentro de un plazo máximo de CIENTO CINCUENTA (150) días corridos contados a partir de la fecha en que el Agente sea notificado fehacientemente del requerimiento respectivo por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), incluyéndose en dicho plazo, el lapso que se destine a la evaluación y aprobación de la propuesta técnica por parte de esta última. Los tiempos insumidos para la aprobación de los presupuestos que se remitan a la SECRETARIA DE ENERGIA no modificarán el citado plazo de CIENTO CINCUENTA (150) días.

En todos los casos, una vez informada por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la aprobación del diseño conceptual presentado por el Agente, o hayan transcurrido VEINTE (20) días corridos desde dicha presentación sin recibir observaciones, el Agente debe entender que está habilitado para ejecutar los trabajos de implementación del esquema requerido dentro de los plazos establecidos más arriba, independientemente del trámite de aprobación del presupuesto correspondiente.

De mediar observaciones a la presentación realizada por el Agente, éste deberá hacer una nueva presentación con las modificaciones y aclaraciones que correspondan. Para esta nueva presentación la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) dispondrá de OCHO (8) días corridos para aprobar las soluciones propuestas o emitir nuevas observaciones, cumplido ese plazo el Agente queda habilitado para ejecutar el proyecto.

Cuando sea procedente, según lo definido en el presente acto, la COMPAÑIA



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) elevará el presupuesto presentado a la SECRETARIA DE ENERGIA y ésta decidirá sobre su aprobación, sin perjuicio de su facultad de requerir ajustes o información complementaria en el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos pudiendo, de considerarlo conveniente, solicitar la ejecución de una licitación para la contratación de la realización de la ampliación en cuestión.

En este último caso, el Agente deberá proceder al concurso respectivo, dando la publicidad necesaria al mismo e invitando a un mínimo de TRES (3) posibles oferentes, debiendo ser ello verificado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), la que considerará como monto aprobado por la ejecución de la ampliación el que resulte como más conveniente de la compulsa señalada, o el que haya presupuestado originalmente el Agente de resultar éste inferior al anterior.

De no pronunciarse en el plazo máximo establecido, se entenderá que la SECRETARIA DE ENERGIA acepta la razonabilidad del presupuestos presentado, pudiendo no obstante, requerir mayor información o ajustes a la propuesta.

Art. 9º — Establécese para las ampliaciones correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) los siguientes Costos Estándar en cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) correspondiente a un Agente Demandante.

AGENTE	COSTO ESTANDAR (por cada IIESCFT)	
	Equipos y Materiales	Mano de Obra
Distribuidor	U\$D 5600	\$ 2400
Gran Usuario o Autogenerador	U\$D 4550	\$ 1950

Los créditos y débitos a asignar en las liquidaciones se calcularán para los valores





*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

en Dólares Estadounidenses con la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de la emisión de los respectivos documentos.

Art. 10. — Establécese un sistema de incentivos y sanciones por incumplimiento de los plazos máximos establecidos para la habilitación de las instalaciones dedicadas al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) consistente en:

a) Una bonificación por anticipación de obra a abonar a aquellos Agentes Demandantes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores) que hayan alcanzado la habilitación con una antelación de TREINTA (30) o más días corridos al vencimiento del plazo indicado en el artículo 8º del presente acto, de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) que les sea asignada, como un único pago adicional y cuyo valor máximo se establece en el QUINCE POR CIENTO (15%) del respectivo Costo Estándar según se establece en el artículo 9º del presente acto.

El valor de este incentivo se reducirá proporcionalmente por cada día menos de antelación a los TREINTA (30) días corridos, desde el valor señalado hasta anularse completamente en la fecha de vencimiento del plazo estipulado como máximo para la habilitación de dicha instalación.

b) La aplicación de un cargo mensual equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) del respectivo Costo Estándar según se establece en el artículo 9º del presente acto para la respectiva instalación, en las transacciones de cada mes en concepto de penalización por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) a cada Agente Demandante (Distribuidor, Gran Usuario, Autogenerador) al que se le haya requerido la ejecución de una ampliación destinada al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFT) y no esté en condiciones de ser habilitada el último día hábil del mes,



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

habiendo transcurrido más de VEINTE (20) días corridos desde el vencimiento del plazo establecido para su habilitación conforme el artículo 8° del presente acto.

c) La aplicación al Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional en las transacciones económicas de cada mes, un cargo mensual equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) del presupuesto aprobado para la respectiva instalación, por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) que se le haya requerido realizar para el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) y que no esté en condiciones de ser habilitada el último día hábil del mes, habiendo transcurrido más de VEINTE (20) días desde la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 8° del presente acto para su habilitación.

d) En caso que los presupuestos contuvieran cotizados valores en Dólares Estadounidenses, la liquidación de los cargos y bonificaciones se hará aplicando la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de emisión del respectivo documento.

e) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá integrar como un crédito adicional al cálculo del Precio Mensual de los Servicios Asociados a la Potencia los montos recaudados por los cargos mensuales aplicados según lo dispuesto en el presente artículo.

Art. 11. — Dispónese que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) en base a informes técnicos a suministrar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), proceda a diseñar un régimen específico para la remuneración de la Operación y Mantenimiento y el correspondiente régimen de calidad de servicio y sanciones destinados al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

(ESCFTS) ubicado en instalaciones de los Transportistas, los que deberán guardar relación con los montos y criterios generales por incumplimiento establecidos en el artículo 10 precedente.

Art. 12. — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) para:

a) Coordinar la fecha de puesta en servicio de las instalaciones habilitadas.

b) Abonar a los Agentes Demandantes (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores) por cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFT) cuyas obras resulten habilitadas, hasta el valor presupuestado y siempre que éste no supere el valor estándar definido para cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS) según lo indicado en el artículo 9º del presente acto.

En caso que la obra presupuestada por tales Agentes supere el Costo Estándar señalado, y siempre que tal instalación se encuentre habilitada, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) efectuará el pago hasta ese valor máximo a dicho Agente.

Cuando la SECRETARIA DE ENERGIA apruebe un monto superior al Costo Estándar, que podrá o no corresponderse con el valor presupuestado, la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) abonará al Agente el saldo que reste para completar el pago correspondiente a la suma total aprobada.

c) Abonar las sumas autorizadas al Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional por las obras que les hayan sido requeridas para la implementación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), cuyos presupuestos tengan la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA y se encuentren habilitadas.



*Ministerio de Economía*  
*Secretaría de Energía*

d) Asignar a los Agentes los créditos y los débitos al Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia, por la instalación y puesta en servicio del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), como así también los que resulten por la aplicación de las bonificaciones y penalizaciones que se establecen en el presente acto.

e) Abonar a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, los costos de Operación y Mantenimiento que el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) establezca, como así también destinar al Cargo Mensual por Servicios Asociados a la Potencia los ingresos provenientes de las sanciones aplicadas por incumplimiento al régimen de calidad de servicio y sanciones.

f) Efectuar auditorías de los costos presupuestados por los Agentes que considere oportunas y justificadas para su evaluación en concordancia con lo establecido en el presente acto.

g) Requerir, especificar, aprobar y habilitar las instalaciones que correspondan en cada caso cuando ingrese un nuevo Agente, o un Transportista de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional o una Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Art. 13. — Establécese que a la fecha de entrada en vigencia del presente acto, la lista de los reactores sobre los que deberá actuar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) es la siguiente:

Estac. Transformadora	Reactores (MVAR)
Rosario Oeste	3 X 25 (terciario)
Santo Tomé	2 x 25 (terciario)
Resistencia	80 (barra)
Rincón	80 (barra)



*Ministerio de Economía*

*Secretaría de Energía*

Romang	80 (barra)
Almafuerte	4 x 25 (terciario)
Gran Mendoza	4 x 25 (terciario)
Recreo	2 x 25 (terciario)
Recreo	85 (barra)
Malvinas	25 (terciario)
Bracho	2 x 25 (terciario)

Art. 14. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 15. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alieto A. Guadagni.

## RES SE. 334/2002 - ANEXO I

### ANEXO 34-ASIGNACION DE RESPONSABILIDADES A LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE CALIDAD, DE SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

#### SUBANEXO III-AMPLIACION PARA MEJORA DE LA SEGURIDAD

Se definen como Ampliaciones para Mejora de la Seguridad a aquellas ampliaciones del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) que permiten reducir el riesgo de colapso total o parcial del sistema debido a fallas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia.

Se considerarán incluidas en la presente categoría exclusivamente a las ampliaciones comprendidas por:

- a) Instalaciones de Arranque en Negro.
- b) Sistemas de Formación de Islas.
- c) ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS).

Con la opinión favorable del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), la SECRETARIA DE ENERGIA podrá incorporar otras Ampliaciones a esta categoría.

Los costos de "Operación y Mantenimiento" de las obras correspondientes a las Instalaciones de Arranque en Negro se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

Los costos de "Inversión, Operación y Mantenimiento" de las obras correspondientes a los Sistemas de Formación de Islas, se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia del área involucrada en la formación de las islas eléctricas.

Los costos de "Inversión" de las obras requeridas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) como consecuencia de la puesta en vigencia del

ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

Los nuevos Agentes (Demandantes y Transportistas Independientes responsables de ampliaciones que en el futuro se les asignen) a quienes se les requiera implementar el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, deberán absorber los costos de "Inversión".

La "Operación y Mantenimiento" de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que les sean requeridas a los Agentes Demandantes y Transportistas Independientes responsables de ampliaciones que en el futuro se les asignen, en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, serán de su exclusiva responsabilidad sin tener derecho a percibir ninguna remuneración adicional por los gastos que ello origine.

La "Operación y Mantenimiento" de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que les sean requeridas a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, en cumplimiento de lo indicado en el Apéndice A del presente Anexo 34, se incluirán en los cargos correspondientes a los Servicios Asociados a la Potencia.

EI ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) establecerá la remuneración que corresponde asignar en concepto de "Operación y Mantenimiento" de las instalaciones pertenecientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), que sean requeridas a los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y a los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, según lo establecido en el Apéndice A del presente Anexo 34.

## RES SE. 334/2002 - ANEXO II

### ANEXO 34-ASIGNACION DE RESPONSABILIDADES A LOS USUARIOS DE AMPLIACIONES DE CALIDAD, DE SEGURIDAD Y ESPECIALES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

#### APENDICE "A"

#### ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL

#### DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI

#### (ESCFTS)

#### 1.- DEFINICIONES:

ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS): Es el conjunto de automatismos que actuando sobre las cargas de los Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Agentes Demandantes en general, incluyendo las demandas exportación a través de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, o sobre los elementos de compensación de potencia reactiva del sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, ante una perturbación de gran magnitud asociada a eventos atípicos de baja probabilidad de ocurrencia, toma acciones para restablecer el control del sistema eléctrico y mantener la estabilidad, con el fin de minimizar la necesidad de actuación de los esquemas de Formación de Islas Eléctricas y disminuir el riesgo de colapso parcial o total en el SADI.

INSTALACION INDIVIDUAL del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (IIESCFTS): Es el conjunto de elementos que integrando un subsistema puede operar en forma autónoma y permite la desconexión de una o más cargas o la conexión de uno o más reactores.

La estructura del esquema a implementar es la siguiente:

En las instalaciones de un Agente Demandante con Potencia Declarada igual o mayor a NUEVE (9) MW, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran los elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos que permiten desconectar un DIEZ POR CIENTO (10%) de



la carga cuando la frecuencia descienda hasta un nivel de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms, o se mantenga en un nivel inferior a CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos.

En los sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, que atiendan demandas de exportación, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran los elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos que se agreguen o modifiquen con el fin de adecuar los sistemas de control del flujo en la interconexión para que, cuando la misma se encuentre exportando, ante un descenso de la frecuencia por debajo de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms o, si la frecuencia se mantiene en un nivel inferior CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos, se produzca una rápida reducción del flujo en la interconexión de una magnitud equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del valor que tenía antes de la perturbación que originó la caída de frecuencia en el SADI.

En el sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) lo integran elementos, programas, automatismos, relés y/o circuitos para producir la operación automática de los reactores operables que se usan para compensar el reactivo de la red en Alta Tensión cuando la frecuencia descienda hasta un nivel de CUARENTA Y OCHO COMA TRES (48,3) Hz durante más de CIENTO CINCUENTA (150) ms, o se mantenga en un nivel inferior a CUARENTA Y OCHO COMA SIETE (48,7) Hz durante más de OCHO (8) segundos y la tensión supere un desvío que el Concesionario deberá acordar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) con el objeto de coordinar la actuación de estos elementos con las protecciones de los equipos y otros automatismos existentes en la red de transporte. La operación de reactores mediante estos automatismos tiene por finalidad la normalización de las tensiones de la red y el establecer los márgenes de reserva adecuados en la potencia reactiva de los generadores y de los equipos de compensación de la red de transporte.

## 2.- REQUISITOS:

La reducción de carga en los Agentes Demandantes incluyendo el flujo de exportación en los sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, se debe efectuar dentro de los CIENTO CINCUENTA (150) ms siguientes a que se detecten las condiciones especificadas, siendo esta disminución de carga adicional a la que corresponda efectuar en cumplimiento del Anexo 35-Reserva Instantánea y Esquemas de Alivio de Cargas de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los Agentes Demandantes podrán implementar y diseñar la INSTALACION INDIVIDUAL del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (IIESCFTS) que le sea requerida, compartiendo los equipos y circuitos de los esquemas de alivio de carga. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) analizará esta alternativa y, en el caso que el diseño cumpla con los requerimientos especificados y se obtengan economías de escala y operativas respecto de los Costos Estándar definidos por la SECRETARIA DE ENERGIA, podrá aprobarla.

Similarmente, a los Agentes Demandantes que por la particularidad de sus instalaciones o procesos industriales, superen la disminución de carga requerida por lo establecido en los Anexos 34 y 35 de LOS PROCEDIMIENTOS en forma conjunta con el sistema previsto en el Anexo 35 solamente, no les serán requeridas las ampliaciones que se establecen en el presente documento.

## 3.- INGRESO AL MEM:

Los Agentes Demandantes que ingresen al MEM y los Concesionarios de los nuevos sistemas de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional que operen con demandas de exportación, deberán disponer del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les requiera específicamente, con el alcance indicado en el presente Apéndice previo a su vinculación al SADI.

Cuando ingresen nuevas instalaciones en el sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión que dispongan de reactores operables, el ORGANISMO

ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá establecer si corresponde que ingresen con los automatismos correspondientes al ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), acordando con el Transportista correspondiente la especificación y alcance de esas instalaciones, informando de ello a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

#### 4.- AJUSTES DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS):

Anualmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) determinará, mediante estudios, las perturbaciones que pueden afectar el SADI y, en función del desempeño observado por este esquema de seguridad, en la operación real, de resultar necesario, definirá nuevos valores de frecuencia y/o temporización de los relés de corte de carga o accionamiento de los reactores.

Todos los ajustes y parámetros actualizados del esquema y la propuesta con los nuevos valores deberán ser publicados en el Programa Estacional de Verano. Una vez que éstos hayan sido aprobados, los Agentes contarán con TREINTA (30) días corridos para adecuar sus instalaciones a los nuevos requerimientos desde la fecha en que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) les informe de los mismos.

#### 5.- CONTROL Y VERIFICACION DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS):

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá efectuar las auditorías técnicas que considere convenientes con el objeto de establecer si las instalaciones responden a los requerimientos establecidos y detectar cualquier anomalía que impida su correcto funcionamiento.

Dado que el ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) actuará en situaciones extremas y muy esporádicas, el control de cumplimiento de las instalaciones destinadas al mismo se realizará en base a los registros que se obtengan del Sistema de Medición Comercial (SMEC), del Sistema de

Operación en Tiempo Real (SOTR) o de los sistemas de registro de demanda que puedan definirse en un futuro de iguales o mejores prestaciones.

Las verificaciones y demás información relacionada con las instalaciones dispuestas en los Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión y en los Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional, como así también la aplicación y facturación de las sanciones por indisponibilidad del equipamiento se regirá por lo establecido en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones determinado por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

En relación a los Agentes Demandantes, el control se realizará respecto del total de demanda comprometida a cortar, el cual resulta de la suma del presente ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS) más el esquema de corte que se encuentre vigente por aplicación del Anexo 35- Reserva Instantánea y Esquema de Alivio de Carga de LOS PROCEDIMIENTOS.

Cuando como resultados de las auditorías técnicas que se realicen, o ante perturbaciones en las que deban operar alguno de estos automatismos, se verifique la existencia de defectos, anormalidades, indisponibilidad de elementos, cantidad de carga cortada inferior al valor especificado, o el incumplimiento en los plazos establecidos para su puesta en servicio o su adecuación, que impidan el correcto funcionamiento de las instalaciones del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá enviar al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) toda la información necesaria que permita evaluar esa anormalidad. El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá determinar las penalizaciones adicionales a las previstas en la presente norma y que se deban aplicar considerando los efectos potenciales que puede causar el incumplimiento informado sobre la seguridad del SADI en el marco del Apartado 8 del Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Una vez informada la indisponibilidad al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y al Agente responsable, el ORGANISMO ENCARGADO DEL

DESPACHO (OED) facturará a dicho Agente un cargo por la indisponibilidad de cada INSTALACION INDIVIDUAL (IIESCFTS), y por cada mes en que las instalaciones no hayan sido normalizadas a la finalización del mismo: a) QUINCE POR CIENTO (15%) del Costo Estándar de tratarse de un Agente Demandante (Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador), b) TREINTA POR CIENTO (30%) del presupuesto aprobado de tratarse de Transportistas de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de Transportistas de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional. Para el primer mes, este cargo será de aplicación siempre que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) haya notificado al Agente la irregularidad detectada antes del día QUINCE (15) del mismo.

El cargo establecido en el párrafo anterior se liquidará aplicando a la parte del presupuesto o del Costo Estándar en Dólares Estadounidenses, la tasa de cambio del Dólar de Referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente al día hábil anterior al de la emisión del respectivo documento en Pesos.

Estos cargos se deberán considerar pagos a cuenta de las penalizaciones que establezca al efecto el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y, consecuentemente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá efectuar la liquidación final tomando en consideración dichos pagos.

Cuando el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) verifique que, ante un evento en el cual se den las condiciones requeridas para la actuación del ESQUEMA DE SEGURIDAD PARA CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSION DEL SADI (ESCFTS), el corte de carga haya sido inferior al requerido deberá aplicar un cargo al Agente responsable de esas instalaciones cuyo valor se determinará en base a la Energía que no se redujo valorizada al Costo de la Energía Cortada del último escalón de corte definido en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá asignar la recaudación proveniente de los cargos aplicados por incumplimientos según lo dispuesto en el presente apartado a cargo por Servicios Asociados a la Potencia.