



RESOLUCIONES

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 1/2003

Establécese la aplicación, hasta la finalización del Período Estacional de Invierno 2003, en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios establecidos por la Resolución N° 61/92 ex-SEE, los valores determinados en el Artículo 1° de la Resolución N° 2/2002-SE. Modificación de los Reglamentos de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal. Sustitúyense el texto de los Artículos 15 y 16 de la Resolución N° 110/2002 y el Artículo 9° de la Resolución N° 124/2002.

Bs. As., 2/1/2003

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 suprasedentales generadas por el contexto de emergencia, obligó en su momento a redefinir los límites superiores del 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 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.

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 SERVICIOS 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.

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° 2743 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:

Artículo 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.

Art. 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.

Art. 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.

Art. 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 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.

Art. 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 (\$/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.

Art. 6° — Autorízase 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.

Art. 7° — Habilitase 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.

Art. 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.

Art. 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.

Art. 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.

Art. 11. — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a poner a disposición del público en general toda información, elaborada por este organismo, de acuerdo a lo descrito en el Anexo VIII que forma parte de la presente resolución.

Art. 12. — Sustitúyese el texto de los Artículos 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 descripta 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 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."

Art. 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.

Art. 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.

Art. 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° — El 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."

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

Art. 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.

Art. 18. — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA

ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 19. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alberto E. Devoto.

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 declaraciones: 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 (COP) 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 Nudo 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 CENTRA-

LES 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 ELECTRICICO 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 Transitorio 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 PARADAY ARRANQUE Y DE COSTOS DE REARRANQUE

Junto con la declaración de CVP, las unidades TV podrán declarar un Costo entre Parada y Arran-

que (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 rearranque. 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.

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 ELECTRICICO 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 unida-

des 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 o 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 ELECTRICICO 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 éste 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:

$$REM_RDCGC = Pr^{RDCGC} * Disp * N^h$$

Donde

Disp: disponibilidad asignada (MW)

N^h: número de horas del mes

Pr^{RDCGC}: precio del servicio de RDCGC

El precio del servicio de RDCGC (Pr^{RDCGC}) 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:

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).

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 RESTRICCION 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 CIENTO POR CIENTO (100%) de la misma de constatarse 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 CIENTO 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 ELECTRICICO 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.

ANEXO III

RESERVA DE CONFIABILIDAD

1. 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.

2. 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 ELECTRICICO 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.

3. OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD

3.1. UNIDADES HABILITADAS A PRESENTAR OFERTAS DE RESERVA DE CONFIABILIDAD

Estarán habilitadas a presentar ofertas de Confiabilidad las máquinas térmicas y centrales hidráulicas del MERCADO ELECTRICICO 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 ELECTRICICO MAYORISTA (MEM) la lista de las máquinas y centrales de generación habilitadas y la potencia máxima a ofertar.

3.2. 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.

3.3. FORMA DE LAS OFERTAS

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

- La o las unidades 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.

3.4. 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.

3.5. PRECIO MAXIMO

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

3.6. 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:

- o CINCO (5) horas para las centrales hidráulicas.

- o las horas de remuneración de potencia para las máquinas térmicas.

4. ADJUDICACION DE LAS OFERTAS DE CONFIABILIDAD

4.1. 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".

4.2. 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.

5. 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^{CONF} : potencia a remunerar como reserva de confiabilidad (MW)

o Para las máquinas térmicas la ofertada y la aceptada.

o 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^{hrp} : número de hrp del mes

Pr^{CONF} : precio del servicio de Confiabilidad.

6. 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 dis-

ponibilidad 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 CIENTO POR CIENTO (100%) de la misma de constatare 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.

7. 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.

8. 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.

9. 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).

9.1. 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).

9.2. 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.

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 ENCAR-

GADO 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:

$$Pr_{unidad} = \frac{\$Re f_{gas} * CEspMedio}{PCIn f_{gas}} * 0,65 + C_{re} + OYM$$

donde:

Pr_{unidad} = 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

$PCIn f_{gas}$ = Poder Calorífico Inferir del Gas Natural, definido en 8400 kCal/dm³

$C_{re} + OYM$ = 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 primera 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 ENERGIA 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 PENDIENTE 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 generadoras 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 a 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.

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 cuáles 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 cuáles 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 Obras 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:

o SETENTA POR CIENTO (70%), los agentes demandantes, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.

o 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, se-

rán reintegradas a los Agentes demandantes a través de su asignación al cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

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 Intempresario 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 sobreexcitación 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 podrían 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 QUINIENOS 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 Nº 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 utilizadas 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) Nº 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 coordina-

ción 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 éste 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 Nº 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 Nº 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 transcurra 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 ope-

ración 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 Nº 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 Nº 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 TREINTAY DOS KILOVOLTIOS (132 kV), salvo que la operación en estas condiciones provoque energía no suministrada (ENS). El nivel mínimo admisible de tensión será aquél 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).

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.

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, des- agregada, 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.

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.

Balance = MIN (Oferta SRI, Dem. Total – 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.

Administración Federal de Ingresos Públicos

IMPUESTOS

Resolución General 1414

Impuesto a las Ganancias. Ejercicios cerrados en el mes de agosto de 2002. Resolución General Nº 1392. Ingreso del saldo resultante.

Bs. As., 7/1/2003

VISTO la Resolución General Nº 1392, y

CONSIDERANDO:

Que el Poder Ejecutivo Nacional ha elaborado una iniciativa parlamentaria por la cual se propician determinadas modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, tendientes a contemplar, con carácter excepcional, los efectos de las variaciones del poder ad-

quisitivo de la moneda en la determinación del impuesto regulado por la citada ley.

Que oportunamente ha sido considerada tal iniciativa en la emisión de la Resolución General Nº 1379, disponiendo plazos y condiciones especiales para la presentación de las declaraciones juradas y, en su caso, el ingreso del saldo resultante de los impuestos a las ganancias y a la ganancia mínima presunta correspondiente a los cierres de ejercicio junio de 2002.

Que en igual sentido se emitió la Resolución General Nº 1386 para los casos de cierre de ejercicio julio de 2002.

Que la mencionada iniciativa legislativa será analizada en las sesiones del período parlamentario correspondiente al año 2003.

Que en virtud de las situaciones expuestas precedentemente, se entiende razonable atender a las mismas disponiendo —con relación a los ejercicios fiscales cerrados en el mes de agosto de 2002—, similares beneficios respecto del ingreso del saldo resultante del impuesto a las ganancias.

Que asimismo, y por iguales motivos, resulta procedente considerar efectuado en término el ingreso del VEINTE POR CIENTO (20%) previsto en el artículo 2º, inciso b) de la Resolución General Nº 1379 y en el artículo 1º, inciso b) de la Resolución General Nº 1386, siempre que se realice hasta el día 15 de marzo de 2003, inclusive.

Que han tomado la intervención que les compete las Direcciones de Legislación y de Programas y Normas de Recaudación.

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 7º del Decreto Nº 618, de fecha 10 de julio de 1997 y sus complementarios.

Por ello,

EL ADMINISTRADOR FEDERAL DE LA ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS RESUELVE:

Artículo 1º — Los contribuyentes y/o responsables comprendidos en la Resolución General Nº 992, su modificatoria y complementarias, con cierre de ejercicio en el mes de agosto de 2002, deberán cumplir con la obligación de ingreso del saldo resultante del impuesto a las ganancias determinado por el período fiscal 2002, en las fechas que se indican seguidamente:

a) El OCHENTA POR CIENTO (80%) del impuesto determinado: hasta el día de vencimiento establecido por la Resolución General Nº 1392. El importe de la totalidad de los ingresos a cuenta del impuesto que resulten computables, se imputarán a la suma resultante de aplicar el citado porcentaje.

Si del referido cómputo surge un monto excedente de pagos a cuenta, dicho importe sólo tendrá el carácter de libre disponibilidad en la proporción en que supere al saldo a cancelar a que se refiere el inciso siguiente.

b) El VEINTE POR CIENTO (20%) restante: hasta el día 15 de marzo de 2003, inclusive.

Art. 2º — La cancelación de dicho saldo deberá efectuarse en las siguientes condiciones:

a) El OCHENTA POR CIENTO (80%) del impuesto determinado: al contado, mediante el plan de facilidades de pago establecido por la Resolución General Nº 984 o mediante su inclusión en un plan de pagos parciales de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución General Nº 1276 (AFIP) y Resolución General Nº 8 (INARSS) y sus modificaciones.

b) El VEINTE POR CIENTO (20%) restante: al contado.

Art. 3º — Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos precedentes, la obligación de presentación de declaraciones juradas del impuesto a las ganancias correspondiente al cierre de ejercicio agosto de 2002, deberá efectuarse hasta las fechas establecidas en la Resolución General Nº 1392.

Art. 4º — El ingreso del VEINTE POR CIENTO (20%) del saldo del impuesto a las ganancias co-