

Montevideo, 13 de junio 2023

Con fecha 3 de mayo 2023 el Directorio de la Administración del Mercado Eléctrico aprobó la propuesta de modificación del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto 360/002 de fecha 11 de setiembre de 2002, con el propósito de reflejar en el mismo el conjunto de herramientas y métodos que actualmente se utilizan para la programación de la operación de Largo, Mediano y Corto Plazo.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 15 del Decreto 360/002, la existencia de cualquier iniciativa de modificación deberá ser comunicada a todos los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica mediante publicación en el Diario Oficial, así como en el sitio Web del Regulador y de la ADME. Contarán con un plazo de 10 (diez) días hábiles a partir del siguiente al de la publicación en el Diario Oficial, para formular sus observaciones ante la ADME, a la casilla de correo secretaria@adme.com.uy

ARTÍCULO 1. Sustituyese el artículo 24 de la Sección III. ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME). Título III. POTESTADES Y DEBERES DE LA ADME, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 24. En lo referido al Servicio de Operación del Sistema, la ADME tendrá los siguientes deberes principales:

- a) Programar y operar el sistema manteniendo los parámetros de calidad dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo que establece el Reglamento de Trasmisión.
- b) Realizar la Coordinación de Mantenimientos mayores dentro de los Criterios de Coordinación de Mantenimientos que establece este Reglamento.
- c) Realizar la programación, la optimización del uso del agua y de los recursos gestionables y el despacho con los modelos autorizados y de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en este Reglamento.
- d) Participar en la formulación de los Anexos del Reglamento en los casos en que el Poder Ejecutivo o el Regulador se lo soliciten

ARTÍCULO 2. Sustituyese el artículo 37 de la Sección III. ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME). Título VI. INFORMES, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 37. La ADME deberá elaborar los informes necesarios para poner en conocimiento la programación y operación prevista, los desvíos en la operación real del sistema, y los resultados de los mercados que administra.

La ADME elaborará al menos los siguientes informes:

Informe anual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los treinta días corridos de finalizado cada año. Este informe incluirá un resumen de las condiciones y resultados registrados en el año anterior en la programación y operación del sistema, evolución del Mercado de Contratos a Término, y en los precios y resultados de los mercados y servicios que administra la ADME.

Informe de programación estacional de largo plazo: Deberá comunicarse junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo e incluirá el Programa Anual de Mantenimiento, las proyecciones para el siguiente período semestral y la propuesta de sistema de precios estabilizados para Distribuidores junto con el comportamiento del Fondo de Estabilización.

Informe mensual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los cinco días hábiles de finalizado cada mes, e incluirá un resumen de las condiciones y resultados operativos, calidad y seguridad registradas, así como los resultados comerciales verificados en el mes anterior.

Informe de Programación Semanal: Deberá comunicarse antes de cada semana junto con la Programación Semanal. Incluirá los datos y resultados técnicos y operativos, mantenimientos previstos, valor del agua y valor futuro de los recursos gestionables, riesgo de racionamiento, y precios previstos para las siguientes dos semanas.

Informe de predespacho diario: Antes de cada día, al realizar el predespacho, la ADME comunicará los mantenimientos programados, programas de generación, programas de racionamiento cuando corresponda, datos y resultados técnicos y operativos, y precios previstos para el día siguiente.

Informe de posdespacho: Luego de finalizar cada día, la ADME comunicará los resultados técnicos y operativos, análisis de desvíos respecto del predespacho, disponibilidad, generación forzada y precios del día anterior.

La ADME deberá comunicar estos informes a los Agentes y Participantes y, de requerirlo, al Regulador.

ARTÍCULO 3. Sustituyese el artículo 50 de la Sección III. ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME). Título X. AUDITORIA DE LA ADME Y EL MERCADO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 50. A efectos de preservar la transparencia y la eficiencia de su actividad, con una periodicidad

no mayor de dos años la ADME deberá contratar una auditoría independiente que verifique como mínimo lo siguiente:

- a) Sus procedimientos para garantizar el cumplimiento de este Reglamento y sus Anexos con transparencia, seguridad y eficiencia en la programación, la optimización del uso del agua y de los otros recursos gestionables, el despacho, la operación, la administración de la información y Bases de Datos y en la administración del Mercado.
- b) El cumplimiento de los informes y plazos definidos en este Reglamento y sus Anexos.
- c) La transparencia, objetividad y repetitividad de los modelos para la programación de la operación de los almacenes de energía y otros recursos gestionables, el despacho económico y el cálculo de precios estabilizados para Distribuidores.
- d) La transparencia, objetividad y repetitividad de las metodologías y modelos para el cálculo de precios, transacciones y liquidaciones.
- e) Los mecanismos de seguridad y calidad en Bases de Datos, modelos y software comercial.
- f) Los mecanismos de transparencia, seguridad y calidad en el intercambio de información, y en la administración de procedimientos comerciales, en particular aquellos que se basan en ofertas y competencia.
- g) Análisis y conclusiones de los informes de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista.

ARTÍCULO 4. Sustituyese el artículo 51 de la Sección III. ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME). Título X. AUDITORIA DE LA ADME Y EL MERCADO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 51. Ante conflictos o problemas graves, por iniciativa fundada de su Directorio o del Regulador,

la ADME contratará una auditoría extraordinaria. Los motivos que pueden requerir una auditoría extraordinaria son los siguientes:

- a) Investigar quejas presentadas al Regulador por un Participante o Agente, respecto del funcionamiento comercial del MMEE, el Servicio de Operación del Sistema, el Servicio de Administración del Mercado, o el uso de los modelos autorizados (auditoría de modelos).
- b) Investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
- c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o de declaración de costos o precios que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva.
- d) Investigar situaciones inusuales por generación que no se ofrece al mercado o falta de oferta en el mercado o en la optimización de la generación hidroeléctrica u otros recursos gestionables, que afecte el comportamiento de los precios o la Garantía de Suministro.
- e) Analizar circunstancias inusuales en la importación o la exportación de energía eléctrica.
- f) Investigar una condición de posible mal uso o uso inapropiado de información comercial o manejo discriminatorio de la información por parte de la ADME.
- g) Investigar actos o comportamientos de los Participantes del Mercado o de la ADME que sean contrarios a los principios y criterios definidos en el marco normativo del sector.

ARTÍCULO 5. Sustituyese el artículo 52 de la Sección III. ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME). Título X. AUDITORIA DE LA ADME Y EL MERCADO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 52. Cada auditoría se contratará mediante un procedimiento competitivo, requiriendo un auditor

independiente de reconocida experiencia en temas relacionados con organización y funcionamiento de mercados eléctricos, eficiencia y competencia, optimización hidroeléctrica y otros recursos gestionables, despacho y operación del sistema, y administración de un mercado mayorista eléctrico.

Cada auditoría deberá producir como resultado un informe de auditoría con conclusiones fundamentadas y recomendaciones de posibles mejoras. La ADME deberá poner el informe en conocimiento de todos los Participantes y Agentes y del Regulador.

El auditor será autorizado para acceder a la información del mercado y los procedimientos, modelos, Bases de Datos, metodologías y resultados de la ADME, bajo compromiso de confidencialidad respecto de dicha información y de las conclusiones de sus análisis hasta que los mismos sean presentados en el informe de auditoría y puestos en conocimiento de los Participantes y Agentes del mercado.

ARTÍCULO 6. Sustituyese el artículo 72 de la Sección IV. GENERACION E IMPORTACION. Título V. GENERACION SUJETA A DESPACHO CENTRALIZADO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 72. Toda generación que no califique como central de despacho libre está sujeta al despacho del DNC y deberá cumplir con los procedimientos de programación y despacho que establece este Reglamento.

Toda generación que no califique como central de despacho libre está obligada a poner a disposición toda su potencia disponible para la programación y despacho centralizado. Estas obligaciones se aplican también a toda importación por contratos en lo referido a la Potencia Firme y energía comprometida en el contrato.

Toda generación basada en recursos almacenables con restricciones en cuanto a la capacidad de almacenamiento que tengan impacto sobre la operación óptima del sistema, estará sujeta a la optimización del uso del recurso y despacho que realiza el DNC. En particular la generación hidroeléctrica con capacidad de embalse está sujeta a la optimización de embalses y despacho que realiza el DNC.

ARTÍCULO 7. Sustituyese el nombre del Título VI. OPTIMIZACION DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA de la Sección IV. GENERACION E IMPORTACION. del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente: Título VI. OPTIMIZACION DEL USO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y DE OTROS RECURSOS GESTIONABLES

ARTÍCULO 8. Sustituyese el artículo 74 de la Sección IV. GENERACION E IMPORTACION. Título VI. OPTIMIZACION DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 74. Toda central hidroeléctrica sujeta a despacho está obligada a que la operación de sus embalses, de existir, así como los programas de generación, resulten de la aplicación por la ADME de los procedimientos de programación de largo, mediano y corto plazo, optimización y cálculo de su valor del agua, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento. Sin perjuicio de ello, las funciones asociadas al control de crecidas, incluyendo el velar por la seguridad de las instalaciones son responsabilidad del generador.

El programa de generación resultará de la competencia entre su valor del agua y los costos o precios de generación alternativa, sujetos a las restricciones operativas que emanen del control de crecidas. La operación de los almacenes de energía asociados a centrales de generación no hidráulicas también estará sujeta a las directivas de ADME, de igual forma a estos efectos que si fueran centrales hidráulicas con embalse, calculándose en ese caso, si corresponde, un valor del recurso almacenado.

ARTÍCULO 9. Sustituyese el artículo 75 de la Sección IV. GENERACION E IMPORTACION. Título VI. OPTIMIZACION DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 75. Para el modelado de generadores hidroeléctricos, la ADME debe respetar los siguientes criterios:

- a) El DNC debe acordar con los Generadores hidroeléctricos el modelado de las cuencas y de los embalses. El Generador suministrará los parámetros de operación y características técnicas de sus embalses y centrales hidroeléctricas, debidamente fundamentados, que el DNC utilizará en dicho modelado.
- b) El DNC utilizará los modelos autorizados y producirá resultados auditables. Los modelos tendrán en cuenta el detalle necesario en la representación de las cuencas, embalses, generación, la red, las restricciones de operación y restricciones aguas abajo
- c) El DNC debe utilizar la información que suministren los Participantes, salvo aquellos datos que rechace por motivos fundamentados.
- d) El DNC debe incluir para el cálculo del valor del agua el Costo de Racionamiento modelado en escalones de acuerdo a lo que establece este Reglamento y sus Anexos.
- e) El DNC debe informar y justificar a los Participantes los criterios, hipótesis y datos a utilizar, y tener en cuenta las observaciones que al respecto suministren dichos Participantes.
- f) La ADME deberá permitir el acceso abierto a todos los datos utilizados para el cálculo de los valores del agua e informar los cambios a dichos datos y el motivo que justifica cada cambio.
- g) Las centrales hidroeléctricas de pasada se considerarán tomadoras de precio, o sea con Generación Forzada por el caudal entrante.

Para la generación no hidroeléctrica asociada a recursos gestionables almacenables se seguirán similares criterios que, con la hidroeléctrica, debiendo aportar el operador de cada instalación la información necesaria para el modelado tanto de los generadores como del almacén de la energía asociado, así como de las restricciones que apliquen.

El DNC calculará la Política de Operación óptima para cada etapa de programación con el modelo autorizado correspondiente.

Junto con la Programación Estacional de Largo Plazo, el DNC identificará la función de Costo Futuro utilizando para ello el modelo de largo plazo autorizado. Junto con la programación de mediano plazo, el DNC calculará la función de Costo Futuro dependiente del nivel de cada embalse, energía disponible de otros recursos almacenables e información del estado del sistema relevante para el cálculo del costo esperado de la operación futura, partiendo de la función de Costo Futuro identificada con la Programación Estacional, utilizando para ello el modelo de mediano plazo autorizado. En la instancia de la Programación de Corto Plazo se identificarán los valores del agua y de los recursos gestionables relevantes definitivos, los que se utilizarán para definir el despacho y para el cálculo de precios Spot del período correspondiente.

ARTÍCULO 10. Sustituyese el artículo 76 de la Sección IV. GENERACION E IMPORTACION. Título VI. OPTIMIZACION DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 76. Las herramientas y procedimientos de programación aplicables serán los aprobados por ADME¹. Las herramientas deberán ser de código abierto y con acceso sin costo a todos los Agentes y Participantes del Mercado.

¹ Sujeto a la aprobación de la propuesta de URSEA de modificación de los artículos 34 al 36 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 11. Sustituyese el artículo 98 de la Sección VI. COMPOSICION DEL MERCADO MAYORISTA. Título V. INCUMPLIMIENTOS, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 98. Cuando el DNC constate un incumplimiento de un Participante o Agente en relación con este Reglamento, deberá realizarle las observaciones que resulten pertinentes y requerirle en forma fehaciente la modificación de su comportamiento de acuerdo con las obligaciones asumidas. El Participante o Agente deberá exponer el motivo del incumplimiento dentro del plazo de tres días hábiles de recibida la observación.

En caso de que el incumplimiento de un Agente ponga en peligro la integridad del sistema o su confiabilidad, el DNC podrá requerir la desconexión inmediata del equipo de dicho Agente, en forma fundada.

El DNC informará al Directorio de la ADME los incumplimientos de los Participantes o Agentes. En los casos de incumplimientos graves o reiterados, el Directorio de la ADME deberá notificarlos al Regulador. Se considerarán incumplimientos graves los que afecten la seguridad del sistema o distorsionen significativamente el despacho, la optimización del uso del agua o de los otros recursos gestionables, así como la demora o falta de pago y los actos contrarios al principio de libre competencia.

El Regulador aplicará las sanciones que estime pertinentes o propondrá su aplicación al Poder Ejecutivo según corresponda de acuerdo con el marco legal vigente.

ARTÍCULO 12. Sustituyese el artículo 126 de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título III. MODELOS PARA LA PROGRAMACION, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 126. Los modelos utilizados para la programación de la operación y despacho económico deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

- a) Permitir un modelado adecuado de la demanda, tanto en energía como en la forma de las curvas de carga horarias.
- b) Permitir modelar el Costo de Racionamiento, ante distintos niveles de energía no suministrada.
- c) Permitir una representación adecuada de la red de trasmisión y sus restricciones que puedan afectar la operación, y modelar la Generación Obligada.
- d) Permitir un modelado adecuado de la generación hidroeléctrica con su valor del agua y de centrales con otros recursos gestionables, valorizando el recurso almacenado y sus características, y de la generación térmica con sus restricciones y costo variable para el despacho.
- e) Permitir modelar las restricciones resultantes de los Criterios de Desempeño Mínimo, incluyendo cuando corresponda los requisitos de reserva.
- f) Permitir una representación adecuada de los intercambios en las interconexiones internacionales, tanto por compromisos contratados como por ofertas y requerimientos Spot de oportunidad.

La función objetivo del modelo debe ser minimizar el costo total de abastecimiento, dado por la suma del costo asociado a la generación más el costo por energía no suministrada de acuerdo a niveles de racionamiento.

ARTÍCULO 13. Sustituyese el artículo 127 de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título IV. PROGRAMACION ESTACIONAL DE LARGO PLAZO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 127. El DNC deberá realizar la Programación Estacional de Largo Plazo con el objeto de prever

con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad. En esta etapa, la programación de la operación abarca lo siguiente:

- a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
- b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
- c) Cálculo de la Política de Operación a utilizar en las simulaciones y en los modelos de mediano plazo. En particular se calculará el valor del agua de la Central Hidroeléctrica de Rincón del Bonete.
- d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
- e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses y de otros recursos gestionables y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
- f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
- g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
- h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.
- i) Evaluación del riesgo de falla.

La Programación Estacional se realizará con el modelo autorizado de programación de largo plazo.

ARTÍCULO 14. Sustituyese el nombre del Título V. PROGRAMACION SEMANAL de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION. del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente: Título V. PROGRAMACION SEMANAL Y PROGRAMACIONES DE MEDIANO Y DE CORTO PLAZO

ARTÍCULO 15. Sustituyese el artículo 132 de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título V. PROGRAMACION SEMANAL, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 132. La Programación Semanal tiene como objeto minimizar el costo semanal de operación, costo presente más costo futuro, incluyendo costos de Arranque y Parada de unidades térmicas de arranque lento, dentro de las restricciones del sistema y Criterios de Desempeño Mínimo. La optimización semanal incluye:

- a) Optimización de la Política de Operación con hipótesis de comportamiento futuro de las variables aleatorias (disponibilidad, demanda, oferta y en particular la hidrología).
- b) Programación de los ciclos de Arranque y Parada de unidades turbovapor y ciclos combinados.

ARTÍCULO 16. Sustituyese el artículo 133 de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título V. PROGRAMACION SEMANAL, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 133. En la Programación Semanal, el DNC deberá cumplir los siguientes cometidos:

- a) Realizar la Coordinación de Mantenimientos correctivos y preventivos, y ajustes al Programa Anual de Mantenimiento.
 - b) Calcular los valores del agua y de otros recursos gestionables para definir la Política de Operación óptima de corto plazo y su traducción a consignas de operación.
que permitan la toma de decisiones en tiempo real. Para el establecimiento de las consignas de operación el DNC podrá aplicar criterios que flexibilicen las opciones disponibles de operación cuando dicha flexibilidad no impacte en el valor esperado del costo de abastecimiento. La ADME publicará el orden de mérito a aplicar en su página web.
 - c) Evaluar la evolución prevista de los recursos gestionables almacenables (en particular de los embalses) y riesgo de vertimiento.
 - d) Evaluar el cubrimiento del abastecimiento y la reserva operativa para calidad, de acuerdo a la demanda, disponibilidad y restricciones previstas y su posible aleatoriedad, y determinar el riesgo de racionamiento.
 - e) Evaluar el estado previsto del Fondo de Estabilización al finalizar cada una de las siguientes dos semanas.
 - f) Optimizar los ciclos de arranque y parada en unidades de arranque lento (unidades turbovapor o ciclos combinados).
- La Programación Semanal se realizará con el modelo autorizado de optimización de mediano y corto plazo.

ARTÍCULO 17. Agréguese a la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título V. PROGRAMACION SEMANAL, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, el siguiente artículo:

Con frecuencia por lo menos diaria, el DNC ejecutará una programación de Mediano Plazo, utilizando una versión actualizada del modelo de la programación Estacional de Largo Plazo vigente, con horizonte de por lo menos noventa días.

Las actualizaciones a realizar deben incluir:

- Pronósticos de demanda, de condición hidrológica y de disponibilidad de los recursos eólico y solar.
- Pronósticos de volúmenes de energía y precios a considerar para el comercio internacional.
- Información de los mantenimientos programados y disponibilidad de las diferentes unidades de generación, red eléctrica y combustibles.
- Condiciones de las unidades térmicas con costos y tiempos de arranque/parada significativos.

El correspondiente modelo y los resultados de estas simulaciones serán publicados en forma abierta en el sitio web de ADME y deberán incluir:

- Proyección de uso de los recursos, consumos previstos de combustibles y evolución de su stock si corresponde.
- Evolución de las cotas.
- Costos marginales, valorización al marginal de las demandas y de las fuentes de generación.
- Despacho previsto de las centrales térmicas con costos y tiempos de arranque/parada significativos.

La Política de Operación de la programación de Corto Plazo se concatenará con la Política de Operación resultante de la última programación de Mediano Plazo, entendiéndose por esto la

utilización de los costos futuros resultantes de la programación de Mediano Plazo para valorar el estado final de la programación de Corto Plazo.

No se recalculará el Sistema de Precios Estabilizados para Distribuidores ni se recalcularán penalidades utilizadas para representar restricciones de operación ni información que implique un cálculo que deba independizarse de la condición inicial del SIN.

ARTÍCULO 18. Agréguese a la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título V. PROGRAMACION SEMANAL, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, el siguiente artículo:

A los efectos de definir el programa diario se realizará la programación de Corto Plazo. Esta programación podrá ser repetida durante el día en curso cada vez que la variación de la situación lo haga necesario, utilizando una versión actualizada del modelo de la programación Semanal vigente.

Las actualizaciones a realizar deben incluir:

- Pronósticos de demanda, de condición hidrológica y de disponibilidad de los recursos eólico y solar.
- Pronósticos de volúmenes de energía y precios a considerar para el comercio internacional.
- Información de los mantenimientos programados y disponibilidad de las diferentes unidades de generación, red eléctrica y combustibles.
- Condiciones de las unidades térmicas con costos y tiempos de arranque parada significativos.

El correspondiente modelo y los resultados de estas simulaciones serán publicados en forma abierta en el sitio web de ADME y deberán incluir:

- Evolución de las cotas.
- Costos marginales.
- Despacho previsto de las diferentes centrales.
- Conformación del orden de mérito.

ARTÍCULO 19. Sustituyese el artículo 136 de la Sección VIII. PROGRAMACION DE LA OPERACION, Título V. PROGRAMACION SEMANAL, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 136. De resultar en la Programación semanal, dentro de alguna de las siguientes cuatro semanas

una previsión de racionamiento mayor que el 2% (dos por ciento) del consumo, el DNC buscará coordinar, cuando sea posible, la suspensión de mantenimientos mayores que aún no se hayan iniciado, con la correspondiente justificación. Asimismo, el DNC deberá realizar un estudio de riesgo de racionamiento.

Para el estudio de riesgo de racionamiento en primer lugar y para reflejar con la mejor exactitud posible las condiciones en las siguientes ocho semanas, el DNC ajustará las previsiones de demanda, realizará cambios en mantenimientos programados, de ser posible, y revisará las previsiones de importación, buscando acordar con el Operador del Sistema y Administrador del Mercado de cada país interconectado las hipótesis de máxima importación posible ante una condición de déficit en el MMEE. Con el modelo de mediano plazo y luego de ajustar los datos, el DNC simulará escenarios para condiciones de media, optimistas y pesimistas.

Como resultado del estudio, el DNC elaborará y enviará al Directorio de la ADME en un plazo de dos días hábiles, un informe de racionamiento describiendo las condiciones previstas en los

recursos gestionables almacenables (en particular de los embalses), disponibilidad térmica, restricciones de transmisión y energía de importación, así como los motivos y el período en que se prevé racionamiento y la magnitud estimada de la energía no suministrada. El Directorio de la ADME elevará el informe al Poder Ejecutivo en un plazo máximo de dos días hábiles desde su recepción, requiriendo que emita un decreto habilitando, en caso de darse las condiciones indicadas, a programar racionamientos. Se enviará copia del informe a los Participantes y al Regulador para su conocimiento.

A partir de que el Poder Ejecutivo dicte un decreto habilitando racionamientos, la ADME deberá producir cada semana un nuevo informe de racionamiento, con el seguimiento de las condiciones registradas, energía no abastecida de haberse implementado racionamientos programados junto con su justificación, y la duración prevista del riesgo de racionamiento.

En especial, deberá informar cuando, por cambios en las condiciones en el sistema, finaliza la emergencia y en consecuencia, la aplicación del decreto que habilita racionamientos. La ADME enviará el informe a los Participantes y Agentes, al Regulador y el Poder Ejecutivo.

ARTÍCULO 20. Sustituyese el artículo 168 de la Sección X. DESPACHO ECONOMICO, Título II. MODELO DE CORTO PLAZO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 168. El DNC debe realizar el despacho económico con el modelo de corto plazo autorizado. Este modelo deberá cumplir los mismos requisitos mínimos que los modelos para la programación de largo y mediano plazo, incluyendo mayor nivel de detalle para obtener programas de generación que se ajusten a la realidad operativa y sus restricciones.

El objetivo del modelo será minimizar el valor esperado del costo de la operación futura, calculado como la suma del costo variable asociado a la generación, incluyendo el costo marginal de las pérdidas, el costo variable de arranques durante el horizonte considerado más la estimación del costo asociado al estado al final de dicho horizonte de los recursos gestionables y el costo por energía no abastecida ante diferentes niveles de racionamiento, según el modelado de dicho costo que se establece en este Reglamento. Se incluirá, en lo que corresponda, el precio asociado al comercio internacional.

El modelo de corto plazo para el despacho deberá incluir las restricciones de operación de las centrales de generación, de los almacenes de energía, de las redes de transporte eléctricas, restricciones hídricas y de combustibles que sean relevantes para la operación de corto plazo.

ARTÍCULO 21. Sustituyese el artículo 173 de la Sección X. DESPACHO ECONOMICO, Título III. COSTOS VARIABLES PARA EL DESPACHO, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 173. Para la generación hidroeléctrica y otros recursos almacenables, el costo variable para el

despacho será calculado en base a la valorización del recurso para la operación futura que surge de la Política de Operación, las restricciones de operación de corto plazo y posibles encadenamientos entre los almacenes de dichos recursos (por ej. la cadena de embalses Bonete, Baygorria, Palmar).

ARTÍCULO 22. Sustituyese el artículo 176 de la Sección X. DESPACHO ECONOMICO, Título IV. UNIDADES FALLA, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 176. Se entiende por falla a cualquier situación de déficit de energía a nivel de generación en la que no puede suministrarse el total de la demanda y por costo de falla al costo a incluir en los modelos para valorizar el impacto de la energía no suministrada.

El costo unitario por unidad de energía de falla puede variar en función de la profundidad de la falla, su duración, tiempo de preaviso a los consumidores y la modalidad con la que se obtiene la reducción del consumo.

Dado que los costos de falla dependen de la modalidad de reducción de consumo que se impone, se modelarán y valorizarán de manera diferenciada por lo menos:

- a) las fallas debidas a racionamiento energético programado que obligan o inducen a los consumidores a reducir su consumo sin el uso inmediato de corte y que una vez establecidas deben mantenerse por plazos prolongados (por ejemplo, por prohibición de ciertos usos o por penalizaciones por no obtener un ahorro suficiente),
- b) las fallas debidas a cortes programados, con aviso a los consumidores,
- c) las fallas debidas a cortes de suministro no gestionables por otros medios.

Para la optimización de largo y mediano plazo, el cálculo de la Política de Operación, y el despacho económico, se modelará el racionamiento con tres o más escalones. Cada escalón se modelará como una unidad falla, representando un nivel de racionamiento de energía. Cada escalón de falla tendrá un costo variable por megavatio hora y eventualmente, un costo y tiempo de arranque asociado y un tiempo mínimo de despacho. A cada unidad falla por racionamiento programado se asignará un nivel de racionamiento creciente y un costo variable para el despacho también creciente.

En la programación de largo y mediano plazo, la energía asignada a las unidades falla indicará la energía no suministrada esperada y permitirá evaluar las modalidades para implementar el racionamiento que resulte necesario. En la Programación Semanal y el despacho diario, la energía que el modelo asigne a las unidades falla permitirá evaluar la magnitud del déficit y determinar los programas de racionamiento requeridos.

ARTÍCULO 23. Sustituyese el artículo 320 de la Sección XV. Importación y Exportación, Título VI. Tratamiento de la Exportación, del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002, por el siguiente:

Artículo 320. La exportación Spot será considerada como demanda interrumpible y, por lo tanto, sin obligación de Garantía de Suministro. Sólo será suministrada en la medida en que exista capacidad libre en la interconexión internacional, que no provoque congestión en el sistema de transmisión, que exista el excedente suficiente de generación y que no provoque cambios sustanciales en la Política de Operación óptima. Para ello, se seguirá el despacho económico

contemplando los requerimientos de Reserva Operativa de acuerdo a los Criterios de Desempeño Mínimo.

En caso de que un país interconectado solicite excepcionalmente exportación expresando una condición de riesgo para la seguridad electroenergética de abastecimiento de su demanda, se podrá dar el apoyo requerido, utilizándose generación que se encuentra en reserva, pudiendo eventualmente apartarse del despacho económico para el suministro de la exportación, para evitar el uso de las reservas hidráulicas u otros recursos almacenables.

ANEXO IV. PROGRAMACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y DESPACHO

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Anexo establece las etapas, procedimientos y datos a utilizar para la optimización de uso de los recursos gestionables, como ser los embalses, cálculo del valor del agua y las programaciones y el despacho definidos por el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TÍTULO II. DATOS A UTILIZAR

CAPÍTULO I. BASES DE DATOS

Artículo 2. Las programaciones se realizarán utilizando las Bases de Datos que organice el DNC con la información suministrada por los Participantes y Agentes, y las modificaciones realizadas a dicha información ante una situación de datos a verificar o datos faltantes.

Capítulo II. Modelo estocástico.

Artículo 3. En todas las etapas de la Programación se deberá incluir un modelado de los procesos estocásticos correspondientes al menos a: disponibilidad de unidades, precios del barril de petróleo y combustibles, caudales hidráulicos, demanda y la disponibilidad de los recursos autóctonos como solar y eólica. Los modelos deberán tener el suficiente rigor estadístico para que el resultado sea representativo de las distribuciones de probabilidades de dichas variables con el paso de simulación utilizado. En los casos en que no sea posible o no se tenga suficiente información para elaborar modelos estocásticos, se mostrará la variabilidad a través de un análisis de sensibilidad, generando casos para cada escenario relevante.

Artículo 4. Cuando sea posible se utilizarán modelos capaces de modelar las correlaciones cruzadas entre las variables y de estas con sus valores pasados y cuando estén disponibles se utilizarán pronósticos.

Artículo 5. Las disponibilidades fortuitas de las diferentes unidades de una instalación (líneas de transmisión, generadores, interconexiones, etc.) serán representadas mediante un modelo con representación de estados que tenga en consideración parámetros como factores de disponibilidad y tiempos de reparación.

Artículo 6. Para la Programación Estacional de Largo Plazo el DNC podrá incluir análisis de sensibilidad de las variables que entienda pertinente.

CAPÍTULO III. GENERACIÓN

Artículo 7. La generación se considerará de acuerdo con los siguientes criterios:

- Se incluirán los costos variables vigentes.
- Se indicará el nodo al que se conecta el generador.
- Se indicará el tipo de generador seleccionando el modelo adecuado, en particular se deberán distinguir aquellos de respuesta rápida de los de respuesta lenta.
- Se indicará el o los combustibles que utiliza el generador y si corresponde se indicará el o los nodos de la red de combustible de los que se alimenta el generador. Se tendrán en cuenta los mantenimientos e indisponibilidades previstos.

CAPÍTULO IV. DEMANDA

Artículo 8. La Demanda se considerará de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) La Demanda de cada Participante se representará con detalle horario.
- b) La Demanda se ingresará al modelo con detalle horario e internamente en la resolución del despacho podrá ser modelada en postes del paso de tiempo dependiendo del paso de simulación. En simulaciones de paso diario o superior se podrán considerar agrupaciones horarias siempre que permitan una adecuada representación de la variación horaria antedicha.

- c) Se indicará para cada Demanda el nodo al que se conecta para extraer energía.
- d) Para la Demanda se indicará el Costo de Falla discriminado en los escalones de falla que corresponda

Los participantes consumidores que tengan demandas interrumpibles proporcionarán información en forma de previsiones o reglas de consumo suficientes para poder realizar las programaciones.

- e) En caso de existir contratos de suministro de exportación los mismos serán tratados de forma diferencial dando prioridad a la seguridad de suministro de la demanda interna.

CAPÍTULO V. RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Artículo 9. La red de transmisión se modelará con el nivel de detalle que sea necesario con los siguientes elementos:

- a) Se identificarán nodos que representen agrupaciones de barras del sistema eléctrico en grandes zonas o sub-mercados con restricciones de transporte relevantes entre ellas. Por cada nodo se modelará una ecuación de balance de potencias en cada poste del paso de tiempo.
- b) Se identificarán arcos indicando su nodo de salida y de llegada que representarán los corredores de transporte entre los nodos. Estos arcos podrán estar compuestos de una o más unidades con su capacidad máxima de transporte y con un rendimiento de transmisión para representar las pérdidas. Asimismo, los mantenimientos programados y la disponibilidad fortuita serán representadas en el modelo.

CAPÍTULO VI. RED DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

Artículo 10. De considerarlo necesario el DNC podrá representar las redes de transporte de combustible en cuyo caso deberá tener en cuenta al menos los siguientes elementos:

- a) Se identificarán los Combustibles disponibles en el sistema indicando su Poder Calorífico Inferior y Superior y su densidad.
- b) Se identificarán los nodos de combustible que representarán puntos de entrega del combustible a las centrales de generación eléctrica. Cada nodo combustible se deberá asociar a un Combustible.
- c) La capacidad de almacenamiento disponible y los volúmenes almacenados.
- d) Se identificarán los arcos de combustible para representar la capacidad de transporte de combustible entre dos nodos combustibles. Estos arcos podrán estar compuestos de una o más unidades, con una capacidad máxima de transporte y un factor de rendimiento para representar las pérdidas. Asimismo, las disponibilidades programada y fortuita serán representadas en el modelo.

CAPÍTULO VII. RESTRICCIONES

Artículo 11. Se incluirán las restricciones a la máxima capacidad transmisible de las líneas, suministros de combustibles y de Generación Forzada por Criterios de Desempeño Mínimo cuyo impacto pueda afectar los resultados de manera significativa.

TÍTULO III. OPTIMIZACIÓN DE LA POLÍTICA DE OPERACIÓN

CAPÍTULO I. CRITERIOS GENERALES

Artículo 12. Se entiende por Política de Operación el criterio utilizado por el DNC para disponer el uso de los recursos del Sistema, para el abastecimiento de la Demanda. Por optimización de la Política de Operación se entiende la búsqueda de aquella política que minimiza el valor esperado del costo futuro de abastecimiento de la Demanda. El valor de los recursos almacenables (agua, combustibles, etc) y el valor de las decisiones que puede tomar el Operador representa el ahorro esperado de costos futuros para el abastecimiento del Sistema, asociado a contar con una unidad adicional de cada recurso o de haber tomado la decisión según corresponda. El cálculo del valor de cada recurso o decisión se realizará en las Programaciones de Corto y Mediano Plazo, Semanal y Estacional, con los modelos autorizados de largo, mediano y corto plazo y la información organizada en la Base de Datos de dichos modelos.

CAPÍTULO II. ETAPAS DE OPTIMIZACIÓN

Artículo 13. Dado que existen recursos almacenables con distinta capacidad de regulación, la optimización se realizará en varias etapas, a través de programaciones sucesivas: Programación Estacional de Largo Plazo, Programación de Mediano Plazo Programación Semanal y Programación de Corto Plazo.

Artículo 14. En la Programación Estacional de Largo Plazo, se considerará un horizonte de optimización de al menos 5 (cinco) años, con paso de tiempo diario y se optimizarán los recursos almacenables con capacidad de regulación estacional y semanal, como ser los embalses de Rincón del Bonete, Palmar y Salto Grande. Este mismo modelo, actualizado con la información del estado del sistema y pronósticos, será el utilizado en la Programación de Mediano Plazo que se ejecutará todos los días con un horizonte de al menos 3 meses y concatenando su política de operación con la obtenida de la ejecución de la Programación Estacional de Largo Plazo.

Artículo 15. La Programación de Corto Plazo, será de paso horario y se considerará un horizonte de optimización de diez días concatenando la política de operación con la obtenida de la ejecución de la Programación de Mediano Plazo. El modelo se ejecutará todas las horas, debiendo asegurarse por lo menos una vez al día con la última información disponible dando como resultado la proyección del despacho con detalle horario de por lo menos los siguientes 7 días. Los días viernes, se utilizará el mismo modelo para producir la Programación Semanal que cubre de la hora cero del sábado siguiente hasta la última hora del siguiente viernes.

Artículo 16. Los generadores deberán suministrar al DNC la documentación y datos técnicos que éste requiera para su correcta representación en el modelo de despacho energético (por ejemplo, rango de potencia de operación, consumos específicos, modelos de disponibilidad, etc.) así como sus planes de mantenimiento y estimaciones de fallas en el arranque de los generadores.

Artículo 17. En los modelos de Largo Plazo y Mediano Plazo se utilizará paso de simulación diario o inferior y se modelarán por lo menos los lagos de Bonete, Palmar y Salto Grande como reservorios de energía sobre los que se define la Política de Operación óptima. En dicha Política de Operación se considerará además del volumen de agua en dichos embalses, el estado de escurrimiento de las cuencas del Río Negro y del Río Uruguay y la condición hidrológica correspondiente a la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la zona conocida como N34. En caso de corresponder la consideración de otras variables de estado, el DNC podrá incluirlas previa aprobación del Directorio de ADME. Adicionalmente si se considera necesario para dar estabilidad al cálculo de optimización del modelo LP se podrá concatenar con un modelado de largo plazo con paso semanal.

TÍTULO IV. MODELOS de Largo, Mediano y Corto Plazo.

CAPÍTULO I. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Artículo 18. El modelo LP, se utilizará para realizar las Programaciones Estacionales y las reprogramaciones en casos de existir. Del mismo se obtiene un archivo que permite calcular el valor esperado del costo de la operación futura para los diferentes valores de las variables de estado del sistema para el horizonte de optimización considerado (por lo menos 5 años). En el modelo LP se modelan todos los escalones falla con los Costos de Racionamientos definidos por el Poder Ejecutivo.

La Política de Operación óptima, se encuentra implícita en las derivadas direccionales de la Función de Costo Futuro respecto de las variables de estado. ADME publicará en su sitio web el archivo que

representa dicha función y la herramienta que permite observar las derivadas direccionales para cualquier valor de las variables de estado consideradas.

Al día de hoy las variables de estado son: el volumen embalsado en Bonete, Palmar y Salto Grande, el estado de escurrimiento de las cuencas del Río Negro y Río Uruguay y el índice de la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico (iN34), la Función de Costo Futuro es una función que tiene como entradas las variables de estado, para el caso del modelo LP las entradas son las seis variables de estado, por lo que la Función de Costo Futuro es de la forma: $CF(V_{\text{bon}}, V_{\text{pal}}, V_{\text{sg}}, H_{\text{rn}}, H_{\text{sg}}, iN34)$.

Artículo 19. Siempre que sea posible el modelo MP, coincidirá con el modelo LP actualizando la nueva información disponible del sistema, como ser mantenimientos de unidades, pronósticos de caudales, demanda, generación eólica y solar e información correspondiente a las posibilidades de exportación/importación con países vecinos. Este modelo MP se ejecutará por lo menos una vez por día y tiene como horizonte de optimización al menos los siguientes 3 meses concatenando para el cálculo de la Política de Operación con el archivo de costo futuro de la optimización más reciente del modelo LP.

Al igual que con el modelo LP, como resultado se obtiene una Función de Costo Futuro que contiene en sus derivadas direccionales la Política de Operación óptima. ADME publicará en su sitio web el archivo que representa dicha función y la herramienta que permite observar las derivadas direccionales en cualquier combinación de las variables de estado consideradas.

En el horizonte de ejecución de corto plazo la parametrización del modelo MP replicará de la forma más adecuada posible lo representado en el modelo CP.

Artículo 20. El modelo CP, se ejecutará con paso de simulación horario. La parametrización del modelo CP se construirá con un conjunto de hipótesis coherente con las representadas en el modelo MP actualizando la información de estado del sistema y de los pronósticos disponibles en cada hora. Se utilizarán modelos con grado de detalle igual o superior a los usados en el modelo MP para reflejar en forma adecuada el conjunto de restricciones que limitan la operación de tiempo real. Este modelo se ejecutará todas las horas y tiene como horizonte de optimización al menos los siguientes 10 días concatenando para el cálculo de la Política de Operación óptima con el archivo de costo futuro de la optimización más reciente del modelo MP. Al igual que con los modelos LP y MP, como resultado se obtiene una Función de Costo Futuro que contiene en sus derivadas direccionales la Política de Operación óptima. ADME publicará en su sitio web el archivo que representa dicha función y la herramienta que permite observar las derivadas direccionales en cualquier combinación de las variables de estado consideradas.

Artículo 21. En base a la simulación diaria del modelo MP, se obtendrá una proyección de la operación del SIN, con paso diario para al menos los siguientes tres meses. ADME publicará en su sitio web estos resultados, así como los archivos necesarios para ejecutar el modelo correspondiente. En particular, los resultados deberán mostrar la generación prevista por fuente, proyección de los consumos esperados de los diferentes combustibles, la evolución de las cotas de los lagos, probabilidades de violar restricciones de operación, flujos por las interconexiones, costo marginal de operación, precio spot y valorización de las Demandas.

Similarmente los resultados del modelo CP serán publicados por ADME con la misma frecuencia definida para la ejecución del modelo. Los archivos correspondientes a las corridas ejecutadas de corto plazo serán publicados con una frecuencia de al menos una vez por día.

CAPÍTULO II. PRECIO SPOT DE REFERENCIA

Artículo 22. El Precio Spot de referencia:

- a) conceptualmente es el valor esperado del Precio Spot promedio del sistema para un período determinado y se obtiene, ponderando por la demanda de energía, el Precio Spot del sistema. Se expresa en dólares por megavatio hora (US\$/MWh);
- b) se calcula como el promedio para el período considerado de los Precios Spot previstos de generación (PS), por crónica (c), por semana (s) y por banda horaria (i), ponderados con la demanda a suministrar (DS).

$$PE = \frac{\sum_C \sum_S \sum_i PS_{Csi} \times DS_{Csi}}{\sum_C \sum_S \sum_i DS_{Csi}}$$

CAPÍTULO III. MODELO DE MEDIANO PLAZO y CORTO PLAZO

Artículo 23. Estos modelos deberán asignar el uso de los recursos de generación para cubrir el abastecimiento de la demanda y la reserva mínima, teniendo en cuenta las restricciones de transmisión, los Criterios de Desempeño Mínimo, las restricciones operativas de las Unidades Generadoras, la optimización del arranque/parada y de existir, un costo variable de operación para cada central hidroeléctrica.

CAPÍTULO IV. MODELADO DE LA TRASMISIÓN Y RESTRICCIONES DE AREA

Artículo 24. El modelado de la transmisión y restricciones de área sigue los siguientes criterios:

- a) El sistema eléctrico está organizado por áreas geográficas, interconectadas con estructura de árbol o "radial".
- b) Las pérdidas se reflejan a través de coeficientes unitariamente constantes. Se asume que no hay pérdidas en la transmisión de flujo de energía dentro de la misma área.
- c) Las áreas están interconectadas por líneas y cada línea tendrá asociado un coeficiente lineal de pérdidas y una capacidad máxima de transporte, pudiendo ser ambos distintos en función del sentido del flujo.

TÍTULO V. DESPACHO DIARIO

Artículo 25. Los requisitos generales para el despacho diario son los siguientes:

- a) Mediante el modelo de corto plazo se realizará el despacho diario y se asignará el programa de generación horario de las unidades generadoras y de otros almacenamientos, y se determinará las entregas en las interconexiones internacionales.
- b) El despacho diario considerará información de más detalle que la utilizada en la Programación de Corto Plazo, en particular todas las restricciones que afectan la operación, los requerimientos de reserva rotante, los posibles desvíos de demanda y de caudales entrantes a los embalses.

c) Como resultado se obtendrá para cada hora del día:

- El balance de generación y consumo, incluyendo importación y exportación;
- La energía hidroeléctrica;
- Programas de generación por Grupo a Despachar (GD);
- Programas de abastecimiento de demanda;
- Programas de racionamientos, de existir;
- Vertimientos previstos;
- Programas de intercambios en interconexiones internacionales;
- Costo variable total de operación;
- Precios previstos para la energía.
- Orden de mérito del despacho de generación y otros almacenamientos
- Si durante el día se modifican significativamente las hipótesis consideradas en el despacho diario, el DNC realizará un redespacho con características similares al inicial pero ajustando los datos a las nuevas condiciones previstas.

Artículo 26. El despacho y la valorización de los recursos almacenables (por ejemplo, valor del agua de Bonete, Palmar y Salto Grande) surge del empleo de los modelos aprobados para las programaciones. En forma justificada, ADME podrá apartarse de dicho despacho, cuando entienda que la operación no resulta la óptima debido a que la representación contenida en los modelos no contempla adecuadamente todas las restricciones y costos. Se obtendría así mayor flexibilidad y seguridad en la operación del sistema, así como se lograría una estabilidad y consistencia en el despacho diario y semanal. Dicho apartamiento podrá ocurrir ante situaciones tales como: trabajos en la red, tormentas, variaciones inconvenientes en el despacho de una central, lluvias previstas o registradas.

// Se propone ajustar el Artículo 4 del ANEXO VI cómo se presenta a continuación:

ANEXO VI. INFORMACIÓN TÉCNICA DE GENERACIÓN, COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE TÉRMICOS

TÍTULO II. VALORES TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS

CAPÍTULO II. TIEMPO DE ARRANQUE RECONOCIDO (EN FRÍO Y EN CALIENTE)

Artículo 4 propuesto. El DNC en consulta con los Generadores definirá los tiempos de arranque estándar (en frío y en caliente) por tipo de unidad, pudiendo diferenciar de acuerdo al tipo de tecnología, o de acuerdo a la cantidad de años desde la entrada en operación de la unidad.

Con el propósito de mejorar la claridad de nuestra propuesta, junto a la misma realizaremos las siguientes sugerencias de modificación de las definiciones siguientes del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Nacional, aprobado mediante el Decreto 276/002.

MODIFICACIÓN DECRETO 276/002

Modifícase al artículo 7 del Capítulo III. Definiciones, del REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULADORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, aprobado por Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002, las siguientes definiciones:

Costo Futuro: *Ver Función de Costo Futuro.*

Demanda: *Se refiere a un consumo a abastecer.*

Demanda Neta: *Se refiere a la suma de las Demandas de cada hora menos los recursos no gestionables disponibles en la hora, típicamente energía eólica, solar y biomasa auto-despachada.*

Función de Costo Futuro: *Es la función que representa el valor presente esperado de la operación futura a partir de un estado e instante temporal dado del sistema para una Política de Operación dada.*

Política de Operación: *Es un conjunto de criterios que permiten al DNC resolver el despacho energético y disponer el uso de los recursos del Sistema para el abastecimiento de la demanda. Por optimización de la política de operación se entiende la búsqueda de aquella política que minimiza el valor esperado del costo futuro de abastecimiento de la demanda, identificando en particular los valores del agua de las centrales hidráulicas con embalse y la de otros recursos gestionables almacenables relevantes.*

Programación de Mediano Plazo: *Es el proceso de programación del sistema de al menos los siguientes tres meses que realiza el DNC.*

Programación de Corto Plazo: *Es el proceso de programación del sistema de los siguientes diez días que realiza el DNC.*

Recurso Gestionable: *Son aquellos recursos sobre los que el DNC puede decidir cuándo y en qué cantidad resultan despachados. Por ejemplo, las centrales térmicas e hidráulicas.*

Recurso Gestionable Almacenable: *Son aquellos recursos disponibles en un almacén (reservorio) sobre los que el DNC puede decidir en qué cantidad resultan despachados. Por ejemplo, el agua disponible en los embalses.*