MINISTERIO DE ECONOMÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Resolución 294/2024

RESOL-2024-294-APN-SE#MEC

Ciudad de Buenos Aires, 01/10/2024

VISTO el Expediente N° EX-2024-75594573-APN-SE#MEC y los Expedientes Nros. EX-2024-78109927-APN-SE#MEC y EX-2024-106852749-APN-SE#MEC en tramitación conjunta, las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 y el Decreto N° 55 de fecha 16 de diciembre de 2023, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley Nº 15.336 estableció que todas las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por esta Secretaría.

Que el Artículo 2° de la Ley N° 24.065 fijó como objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, entre otros, el de promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.

Que asimismo, la referida ley establece que le corresponde a esta Secretaría determinar las normas a las que se ajustará el Despacho Nacional de Cargas (DNDC) para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo, entre otros principios, a despachar la demanda requerida.

Que ningún gobierno federal ha recibido una herencia institucional, económica y social más grave que la que recibió la actual administración por lo que es imprescindible adoptar medidas que permitan superar la situación de emergencia creada por las excepcionales condiciones económicas y sociales que la Nación padece, especialmente, como consecuencia de un conjunto de decisiones intervencionistas.

Que en el sector energético la referida herencia se verifica en la vulnerabilidad y el estado crítico que se ha evidenciado en tres aspectos claves: (a) en el sistema económico recaudatorio; (b) en la funcionalidad de las instalaciones para asegurar el suministro actual y futuro; y (c) en la falta de señales de mercado para la oferta y la demanda.

BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina

PRESIDENCIA DE LA NACIÓN
Secretaría Legal y Técnica | Dr. Dante Javier Herrera Bravo
Dirección Nacional del Registro Oficial | Dra. María Virginia Villamil

Que, como consecuencia de políticas intervencionistas, en los últimos VEINTE (20) años la Autoridad de Aplicación fijó valores de la energía que no contemplaron los reales costos de abastecimiento del sistema que debían ser abonados por los usuarios del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) (en adelante “el Precio Estacional Subsidiado”), lo que provocó una situación de déficit permanente del Fondo de Estabilización.

Que las diferencias resultantes del Precio Estacional Subsidiado fueron cubiertas por el ESTADO NACIONAL mediante aportes no reintegrables al Fondo Unificado para asistir financieramente al Fondo de Estabilización.

Que la situación deficitaria del Fondo de Estabilización se vio agravada por el incremento de la morosidad de los agentes deudores del MEM, especialmente los Distribuidores y las Cooperativas prestadoras de servicios públicos.

Que en materia de generación, la cobertura de la potencia requerida durante las últimas DOS (2) décadas se ha deteriorado como consecuencia de la insuficiente inversión en equipamiento de generación que compensara el crecimiento de la demanda y el retiro de unidades con vida útil superada o ineficientes.

Que a ello se suman factores de uso del CINCUENTA Y CINCO POR CIENTO (55%) con demandas de potencias pico en días de mucho calor en verano, y en consecuencia la disponibilidad efectiva del parque de generación es insuficiente para cubrir las demandas pico de potencia sin recurrir a la importación de los países vecinos, e incluso teniendo que afectar la potencia de reserva del sistema.

Que si bien el aumento de potencia instalada promedia los NOVECIENTOS MEGAVATIOS (900 MW) anuales, al ser mayormente renovable con un factor de disponibilidad que no supera el CUARENTA Y CINCO POR CIENTO (45%), la disponibilidad real resulta efectivamente mucho menor e inferior al ritmo de crecimiento del pico de demanda anual del orden de los MIL MEGAVATIOS (1.000 MW).

Que, asimismo, el sistema enfrenta la pérdida de confiabilidad de máquinas térmicas con antigüedades que van de TREINTA (30) a CINCUENTA (50) años para los casos más extremos.

Que en los sistemas de transporte de energía eléctrica, tanto interregional (en extra alta tensión) como regional (por distribución troncal), se evidencia un estado de alta ocupación, y en algunos casos, de saturación debido a la falta de inversiones, por debajo de las necesidades mínimas requeridas para el mantenimiento de la capacidad operativa de éstos, que ha obligado a recurrir a generación local con sobrecostos en combustibles.

Que las obras realizadas se focalizaron en su mayoría en áreas de baja demanda, desatendiendo la vinculación de áreas de alta demanda, particularmente la región AMBA, lo que ha derivado en congestiones en la Red de Alta Tensión en determinados momentos y nodos.

Que, por otra parte, las inversiones insuficientes causaron que el CUARENTA POR CIENTO (40%) de las instalaciones hayan agotado, hace bastante tiempo, su vida útil, como consecuencia de no haber realizado la reposición de la capacidad funcional perdida por transcurso del tiempo y/u obsolescencia, y que deriva en un alto riesgo operativo que afecta a los usuarios, y a la escasa oferta de generación de energía eléctrica existente, ya que el grado de vulnerabilidad que registra ante contingencias simples (falla en una línea de transmisión o en un elemento de transformación), deriva en restricciones de abastecimiento a la demanda.

Que los sistemas de remuneración aplicados a los agentes del MEM a partir de 2003 en general, y desde 2013 en particular, no han dado señales económicas suficientes para incentivar las inversiones necesarias acordes al crecimiento de la demanda de dicho servicio, ni se ha incentivado la competitividad del sector, ni un mercado a término conforme los principios de la Ley N° 24.065, el cual se encuentra suspendido conforme a la Resolución N° 95 de fecha 22 de marzo de 2013 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Que ello ha impactado en los planes de mantenimientos periódicos y permanentes, en las tareas de reparación del parque generador y en los recursos económicos destinados a tal efecto, todo lo cual no resulta remunerado adecuadamente por la regulación aplicable al día de la fecha.

Que respecto del próximo período estival se presentan situaciones particulares, entre las que cabe mencionar a las siguientes: (i) reducción de la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Yacyretá por menor hidraulicidad; (ii) la Central Nuclear Atucha I de TRESCIENTOS SESENTA Y DOS MEGAVATIOS (362 MW) debería entrar en período de revisión durante un período aproximado de TREINTA (30) meses; (iii) se prevén menores importaciones desde la REPÚBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, en los momentos de pico de consumo, como consecuencia de la situación hidrológica de dicho país; y (iv) no se han producido inversiones en generación dada la falta de señales de mercado con excepción de aquéllas vinculadas a energías renovables.

Que el crecimiento anual del DOS POR CIENTO (2%) en la demanda de energía, junto con la reducción de capacidad de centrales de generación térmica y la solicitud de desvinculación de plantas de generación eléctrica que están por agotar su vida útil, resalta la necesidad de inversiones en nuevas centrales de generación para contar con mayor disponibilidad en el corto y mediano plazo.

Que resulta preciso recordar que, mediante el Artículo 1° del Decreto N° 55 de fecha 16 de diciembre de 2023, se declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Que a través del Artículo 2° del Decreto N° 55/23, se instruyó a esta Secretaría para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias e indispensables con relación a los segmentos referidos precedentemente, con el fin garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías.

Que asimismo el Artículo 1° de la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un (1) año.

Que sobre la base del Decreto N° 55/23, y previo cumplimiento de los procedimientos legales correspondientes, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) dispuso ajustes tarifarios para los sectores de transporte y distribución de energía eléctrica.

BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina

PRESIDENCIA DE LA NACIÓN
Secretaría Legal y Técnica | Dr. Dante Javier Herrera Bravo
Dirección Nacional del Registro Oficial | Dra. María Virginia Villamil

Que las actualizaciones tarifarias realizadas tienen como objetivo inmediato recomponer el régimen económico recaudatorio del sector, a la par que reponer la capacidad funcional del sistema para poder atender la demanda en condiciones de calidad y seguridad, mediante el relevamiento del estado operativo de los sistemas de distribución de jurisdicción federal y los de transporte, tanto interregional como por distribución troncal.

Que la prioridad en dichos aspectos se efectuó bajo la premisa de eliminar en forma urgente la dilapidación de los recursos escasos, y cubrir el costo del suministro, luego de años de incentivar la demanda con precios deliberadamente bajos que no contemplaron los costos de operación y ampliación.

Que a pesar de la recomposición de las tarifas, durante la actual emergencia en los términos del mencionado Decreto N° 55/23, no se ha llegado a completar las inversiones, ya que ellas requieren tiempo de concreción y por lo general son obras de envergadura que tardan más de un año en materializarse, a cuyo fin se encuentra en curso el proceso de revisión tarifaria previsto en el Artículo 43 de la Ley N° 24.065, conforme el Artículo 3° del Decreto N° 55/23.

Que en el mismo sentido, las medidas adoptadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA desde febrero del corriente año tuvieron por objetivo inmediato reconstituir el régimen económico –recaudatorio del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y a tal fin fueron dictadas las resoluciones de esta SECRETARIA DE ENERGIA N° 7 del 2 de febrero de 2024, N° 92 del 4 de junio de 2024, N° 192 del 1° de agosto de 2024, N° 234 del 29 de agosto de 2024 y N° 283 del 27 de septiembre de 2024 relativas al precio estacional; N° 90 del 4 de junio de 2024 vinculada al régimen de subsidios en el marco del Decreto ° 465 del 27 de mayo de 2024; y N° 9 del 7 de febrero de 2024, N° 99 del 14 de junio de 2024, N° 193 del 1° de agosto de 2024, N° 233 del 29 de agosto de 2024 y N° 286 del 27 de septiembre de 2024 correspondientes a la remuneración asociada respecto de la energia y portencia no comprometida en contratos.

Que mediante la Nota N° P-055242-1 de fecha 17 de julio de 2024, la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), ha remitido a esta Secretaría el “Informe situación sistema ante picos máximos de verano” (IF-2024-75595315-APN-SE#MEC).

Que en el mencionado Informe, CAMMESA presenta un primer análisis de seguimiento de las condiciones de abastecimiento de energía y potencia en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) para el corto y mediano plazo para el período estival del próximo año.

Que, en particular, se analizan para los días y las semanas de alta exigencia, las condiciones de abastecimiento de la potencia en el próximo verano 2024/2025 juntamente con la situación de la red de transporte en Alta Tensión y zonas críticas, en particular en el AMBA.

Que según lo informado por CAMMESA, y como consecuencia de las deficiencias estructurales en las redes de Alta y Media Tensión, que no han evolucionado al ritmo del crecimiento de las demandas máximas, se verifican efectos operativos negativos para el sistema energético que en algunas regiones del país y sus nodos de abastecimiento alcanzan la calificación de críticos para el normal funcionamiento del sistema eléctrico.

BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina
PRESIDENCIA DE LA NACIÓN
Secretaría Legal y Técnica | Dr. Dante Javier Herrera Bravo
Dirección Nacional del Registro Oficial | Dra. María Virginia Villamil

Que como consecuencia de ello diversas regiones del sistema eléctrico pueden verse desestabilizadas ante la ocurrencia de las caídas de tensión, en función de los picos de demanda de potencia activa y reactiva.

Que de acuerdo al Informe de CAMMESA la previsión de cubrimiento del pico récord esperado de TREINTA MIL SETECIENTOS MEGAVATIOS (30.700 MW) señala que se recurrirá a reducir las reservas operativas del sistema ya que toda la oferta disponible estará despachada.

Que en dicho marco de potencia disponible inferior a la demanda máxima y de deficiencias estructurales en el sistema de transporte, se señala que existen limitados niveles de reserva operativa en días y horas de alta exigencia, tanto en época estival como invernal, que son incompatibles con una operación confiable del sistema.

Que asimismo las limitaciones en la red de transporte de 500 kV, especialmente en regiones clave como NOA, NEA, CUYO y GBA, subrayan la necesidad urgente de actualizar y expandir la infraestructura de transmisión para enfrentar problemas significativos de carga y elevados niveles de tensión en sus redes.

Que, en relación a la perspectiva climática de los próximos meses para el Sector Energético, el SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL, organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE DEFENSA, ha estimado que, en cuanto a las temperaturas, se prevén condiciones cálidas en todo el país, con mayores probabilidades de temperatura normal o superior a la normal en el norte y centro del país (IF-2024-100660516-APN-SSEE#MEC).

Que a la fecha de la presente resolución la previsión de temperaturas medias de hasta 30 °C (promedio) en Buenos Aires durante el verano 2025 subraya la importancia de llevar adelante acciones de diversa índole en el sector eléctrico que permitan evitar, reducir y/o mitigar las probabilidades de hechos y colapsos de tensión como los ocurridos dentro del área GBA el 15 de enero de 2022, el 10 de febrero de 2023 y el 14 de marzo de 2023, y en otras regiones del país.

Que este estado de emergencia energética, y en particular eléctrica, exige a esta Secretaría adoptar la mayor cantidad de medidas posibles que se agrupen bajo un Plan de Contingencia, para garantizar una mayor seguridad en el abastecimiento del MEM.

Que esta Secretaría entiende oportuno y conveniente adoptar acciones de carácter preventivo, con suficiente antelación, acorde a las bases establecidas en la Ley N° 24.065, para asegurar la regularidad, efectividad y continuidad en la prestación del servicio público de electricidad, con especial acento en el verano 2024/2025.

Que dicho Plan de Contingencia tiene por objetivo evitar, reducir y/o mitigar el eventual impacto del diagnóstico y consideraciones realizadas por CAMMESA, aun tratándose de un escenario de máxima, basado en estimaciones excesivamente críticas.

Que la capacidad de gestionar picos de demanda sin recurrir a restricciones en el abastecimiento es crucial para evitar eventuales interrupciones en el suministro eléctrico y reducir al mínimo el impacto en la economía y la vida cotidiana.

Que corresponde que el Plan de Contingencia contemple adecuadamente los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de manera coordinada e integrada.

Que el Plan de Contingencia debe combinar aspectos vinculados al corto y mediano plazo, a la vez que brindar señales de mercado a la oferta y a la demanda de energía eléctrica; ello, en línea con las acciones iniciales que esta Secretaría ha adoptado a la fecha hasta tanto se definan e implementen los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo.

Que se estima conveniente crear, en el ámbito de esta Secretaría el Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia, el que se reunirá semanalmente, realizando un monitoreo continuo y con evaluaciones periódicas; el que estará conformado por un integrante de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el ENRE, CAMMESA, los Agentes Generadores, los Agentes Transportistas, los Agentes Distribuidores bajo jurisdicción federal y los Agentes Grandes Usuarios.

Que teniendo en cuenta las continuas previsiones del SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL, la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá proponer a esta Secretaría aquellas acciones modificatorias y/o complementarias al Plan de Contingencia, en función de las tareas desarrolladas por el Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia.

Que corresponde invitar a las Provincias a implementar las medidas establecidas para el sector distribución bajo jurisdicción federal a fin de mitigar el impacto en el ámbito de sus jurisdicciones locales.

Que la Dirección Nacional de Regulación y Desarrollo del Sector Eléctrico de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y la SUBSECRETARÍA DE TRANSICIÓN Y PLANEAMIENTO ENERGÉTICO, ambas de esta Secretaría, han tomado la intervención de su competencia.

Que el servicio jurídico permanente del MINISTERIO DE ECONOMÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065, y los Decretos Nros. 50 de fecha 19 de diciembre de 2019 y sus modificatorios, y 55/2023.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Establécese un “Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026” (el Plan de Contingencia), con la finalidad de evitar, reducir o mitigar la crítica condición de abastecimiento de energía

para los días críticos del período 2024/2026, que comprende las acciones propias que implementará esta Secretaría en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, conforme lo previsto en la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Establécense para el sector de Oferta de energía las siguientes medidas:

a) Realizar todas las acciones que permitan obtener la importación de energía y potencia de los países limítrofes en horas de elevada exigencia de días críticos que oportunamente definirá la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), y crucialmente en horas pico.

b) Incorporar un esquema de remuneración adicional, complementaria y excepcional en base a potencia disponible (remuneración fija) y generación (remuneración variable) que promueva la disponibilidad de las centrales de generación térmica en meses y horas críticas, con vigencia desde diciembre de 2024 a marzo de 2026, la que podrá ser prorrogada por la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría, por DOCE (12) meses adicionales, sujeto a la presentación de un programa en el que se detallen las tareas de mantenimiento a realizar en cada unidad generadora, el que podrá ser presentado hasta TREINTA (30) días antes del vencimiento del periodo de verano en el mes de marzo del año 2026.

El referido esquema de remuneración adicional se instrumentará conforme al Anexo I (IF-2024-106889490-APN-DNRYDSE#MEC) que integra la presente medida, por el que se habilitará a los Agentes Generadores titulares de Centrales de Generación Térmica sin contrato de abastecimiento MEM y que no hayan adherido al acuerdo dispuesto en la Resolución N° 59 de fecha 5 de febrero de 2023 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y que se encuentren en los nodos identificados como críticos, a adherir a un Compromiso de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad para los meses de verano e invierno, del Subanexo B que forma parte del Anexo I (IF-2024-106889490-APN-DNRYDSE#MEC) que integra la presente medida.

El Agente Generador interesado en participar del mencionado Compromiso de Disponibilidad deberá manifestar su voluntad dentro de los TREINTA (30) días corridos de la entrada en vigencia de la presente resolución, mediante la presentación, a través de una convocatoria a ser realizada por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, de la Carta de Adhesión el COMPROMISO DE DISPONIBILIDAD cuyos modelos integran el Subanexo A y B del Anexo I antes referido, debidamente firmados por Representante Legal o Apoderado con facultades suficientes.

El OED realizará una convocatoria para recibir la documentación requerida y los valores comprometidos de potencia.

Asimismo, en el Subanexo C del Anexo I se detalla el Factor de Criticidad (FC) asignado a cada máquina habilitada para el esquema de remuneración adicional.

c) CAMMESA deberá implementar un procedimiento de despacho de carácter excepcional que permita realizar un uso estratégico de las unidades de generación de energía eléctrica tendiente a reducir los riesgos de restricciones de abastecimiento en los períodos de mayor consumo. Tal procedimiento podrá incluir la posibilidad de reservar el

despacho de las horas de operación remanentes de aquellas unidades que se encuentren próximas a finalizar su vida útil para permitir su aprovechamiento durante los momentos de máxima exigencia del SADI.

ARTÍCULO 3°.- Establécense para el sector de Transporte las siguientes medidas:

a) Propiciar mecanismos regulatorios incorporando modificaciones al Anexo 16 y a lo dispuesto en el Anexo 19 de los “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios” (LOS PROCEDIMIENTOS) para fomentar las inversiones en ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica, con la finalidad de propender a garantizar el abastecimiento y otorgar seguridad al sistema.

b) Instruir a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría a implementar un esquema integral de disponibilidad preventiva con el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y los Concesionarios de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal y Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), principalmente en aquellos nodos identificados como críticos con sobrecarga, a fin de contar con la conexión de los transformadores de reserva cuando se requiera su uso.

c) El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) deberá informar a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, dentro del plazo de QUINCE (15) días desde la publicación de la presente medida, aquellas obras en ejecución dentro de la red de Alta Tensión y transporte por Distribución Troncal que se encuentren con un avance significativo, con el objetivo de crear mecanismos que permitan su puesta en servicio comercial en el menor plazo posible.

ARTÍCULO 4°.- Establécense para el sector de Distribución, las siguientes medidas:

a) La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA solicitará al ENRE que instruya a las empresas distribuidoras de jurisdicción federal para que, dentro de un plazo máximo de QUINCE (15) días desde la publicación de la presente medida, presenten un Programa de Atención de Contingencias (El Programa) ante situaciones de indisponibilidades en sus áreas de concesión. Este programa, junto a un informe de evaluación por parte del ENRE, serán remitidos a esta Secretaría. El contenido del programa deberá detallar como mínimo: (a) las acciones de mantenimiento preventivo para evitar fallos mayores y asegurar que la infraestructura existente funcione a su máxima capacidad; (b) el alistamiento de medios físicos incluyendo las disponibilidades de las Unidades de Generación Móvil (UGEM), propias o contratadas, y humanos para afrontar las contingencias; (c) un centro de atención telefónica, de funcionamiento continuo, con personal apto y suficiente para atender las consultas y/o reclamos de los usuarios; (d) un esquema de atención proactiva hacia los usuarios por parte de los prestadores del servicio público de distribución, con información suficiente respecto de las condiciones del servicio y en caso de corresponder su restitución. Adicionalmente, el informe deberá contener el régimen de sanciones ex-post por incumplimiento de las acciones previstas en los términos de los Contratos de Concesión vigentes.

b) CAMMESA deberá solicitar a los Agentes Distribuidores bajo jurisdicción federal su voluntad de declarar a CAMMESA las Unidades Generadoras Móviles (UGEM) de terceros que tengan instaladas en su red para ser utilizadas en el periodo de verano, conforme las disposiciones de los respectivos Contratos de Concesión. Las unidades declaradas serán incorporadas por CAMMESA como oferta de energía en la programación del despacho, tanto estacional como mensual y semanal.

BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina
PRESIDENCIA DE LA NACIÓN
Secretaría Legal y Técnica | Dr. Dante Javier Herrera Bravo
Dirección Nacional del Registro Oficial | Dra. María Virginia Villamil

c) Esta Secretaría invita a los Entes reguladores de las jurisdicciones provinciales a establecer un procedimiento de gestión de la demanda para los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM que permita adecuar las condiciones de abastecimiento en días y horas de alta exigencia en el sistema.

ARTÍCULO 5°.- Establécense las acciones para una adecuada gestión de demanda en el marco de la emergencia del Sector Energético Nacional y que permitan mantener el nivel de confiabilidad requerido en el MEM. Para ello, se implementará un mecanismo de gestión de demanda de los Grandes Usuarios Mayores (GUMAS), voluntario, programado y remunerado que permita contar con oferta de reducción de carga a precio.

Este mecanismo de oferta de reducción de cargas, programado y remunerado para la gestión de la demanda, dirigido a los GUMAS del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) cuyos Requerimientos Máximos declarados sean mayores a DIEZ MEGAVATIOS (10 MW), será instrumentado conforme se detalla en el Anexo II (IF-2024-106891887-APN-DNRYDSE#MEC) que forma parte integrante de la presente medida.

ARTÍCULO 6°.- Créase en el ámbito de esta Secretaría, el Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia (“El Comité de Seguimiento”), el que realizará un monitoreo continuo y con evaluaciones periódicas. El Comité de Seguimiento del Plan de Contingencia estará conformado por un integrante de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el ENRE, CAMMESA, los agentes Generadores, Transportistas, Grandes Usuarios y Distribuidores bajo jurisdicción federal. “El Comité de Seguimiento” podrá invitar a participar de sus reuniones a aquellos organismos que considere relevantes a los efectos de cumplir su función, en particular al SERVICIO METEREOLOGICO NACIONAL, organismo descentralizado actuante en la órbita del MINISTERIO DE DEFENSA.

La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA deberá proponer a esta Secretaría aquellas acciones modificatorias y/o complementarias al Plan de Contingencia que se estimen convenientes para asegurar la regularidad, efectividad y continuidad en la prestación del servicio público de electricidad, en función de las tareas desarrolladas por el “Comité de Seguimiento”.

ARTÍCULO 7°.- Instrúyese a la SUBSECRETARÍA DE TRANSICIÓN Y PLANEAMIENTO ENERGÉTICO de esta Secretaría a relevar el estado de situación y cumplimiento de las acciones de promoción de la eficiencia energética a corto, mediano y largo plazo, dispuestas por el Decreto N° 140 de fecha 21 de diciembre de 2007, por el que se aprobaron los lineamientos del PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA (PRONUREE) y el PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PROUREE) en edificios públicos de la Administración Pública Nacional. Asimismo, la referida Subsecretaría deberá proponer y ayudar a implementar, en el ámbito de su competencia, medidas de eficiencia energética en instalaciones de la Administración Pública Nacional, y medidas que permitan bajar consumos y/o reducir emisiones de GEI de la flota pública, en coordinación con las áreas con competencia en la materia.

ARTÍCULO 8°.- Facúltase a la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de esta Secretaría a dictar las normas reglamentarias, complementarias y aclaratorias, llevando adelante las acciones necesarias que se requieran para la implementación de la presente resolución.

ARTÍCULO 9°.- Invítase a las Provincias a implementar las medidas referidas en el Artículo 4° de la presente medida, a fin de evitar, reducir o mitigar el impacto en el sector Distribución, en el ámbito de sus jurisdicciones.

BOLETÍN OFICIAL
de la República Argentina
PRESIDENCIA DE LA NACIÓN
Secretaría Legal y Técnica | Dr. Dante Javier Herrera Bravo
Dirección Nacional del Registro Oficial | Dra. María Virginia Villamil

ARTÍCULO 10.- La presente resolución entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTÍCULO 11.- Notifíquese a CAMMESA, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a los ENTES REGULADORES PROVINCIALES.

ARTÍCULO 12.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

Eduardo Javier Rodriguez Chirillo

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Resolución se publican en la edición web del BORA -www.boletinoficial.gob.ar-

e. 02/10/2024 N° 69157/24 v. 02/10/2024

Fecha de publicación 02/10/2024

ANEXO I

SUBANEXO A

CARTA DE ADHESIÓN AL ESQUEMA DE REMUNERACIÓN ADICIONAL

Buenos Aires, xx de xxxxxxx de 2024

Al Secretario de Energía

Dr. Eduardo Javier RODRÍGUEZ CHIRILLO

S / D

REF: Manifestación de voluntad de adherir al compromiso de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en mi carácter de Presidente, Director y/o Apoderado de [nombre del Agente Generador], en el marco del Artículo 2°, Inciso b) de la Resolución N° [xx]/2024, por el que se estableció un esquema de remuneración adicional, complementaria y excepcional en base a potencia disponible (remuneración fija) y generación (remuneración variable) que promueva la disponibilidad de las centrales de generación térmica en meses y horas críticas, con vigencia desde diciembre de 2024 a marzo de 2026.

En mi carácter de representante legal, habiendo acreditado debidamente la personería legal invocada mediante el instrumento que se acompaña a la presente Carta de Adhesión, manifiesto, de manera plena e incondicional la adhesión al esquema establecido y, en consecuencia, se asume la obligación de suscribir al compromiso de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad.

De esta manera y con la plena conformidad y adhesión a la normativa en trato, saludo a Usted con distinguida consideración.

[firma certificada por escribano público y legalizada en caso de corresponder]

SUBANEXO B

COMPROMISO DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA Y MEJORA DE LA CONFIABILIDAD

Resolución S.E. N° xx/2024

C.T. xxx

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a los xx días del mes de xxxx de 2024, el Agente Generador del Mercado Eléctrico Mayorista, en adelante la "GENERADOR", por la Central xxxxx, con domicilio legal en xxxxx, xxxx, representado en este acto por xxxx, D.N.I. xxxx", adhiere al presente Compromiso de Disponibilidad de Potencia, (en adelante el "COMPROMISO"), ante la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, en adelante, la SUBSECRETARÍA, en el marco y con sujeción a lo dispuesto mediante la Resolución N° xx/2024 de la Secretaría de Energía y los términos y condiciones que seguidamente se estipulan.

1. OBJETO

El presente COMPROMISO tiene por objeto promover las inversiones necesarias para la ejecución de mantenimientos menores y mayores en las unidades comprometidas que permitan mantener y mejorar la confiabilidad y disponibilidad de potencia del equipamiento de Generación con el fin de satisfacer requerimientos de la demanda de energía eléctrica en el MEM en el corto y mediano plazo.

2. MARCO NORMATIVO

Las normas, definiciones y nomenclaturas aplicables al presente Compromiso son establecidos en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista" establecidos por la Resolución Nº 61/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, sus modificatorias y complementarias (LOS PROCEDIMIENTOS).

3. CARACTERÍSTICAS DEL COMPROMISO DEL GENERADOR HABILITADO

El GENERADOR se compromete a poner a disposición la potencia de cada Máquina Comprometida. El valor de potencia neta comprometido en MW puede ser constante a lo largo del tiempo o variar mensualmente. El compromiso podrá actualizarse en forma previa al inicio de cada período.

Previo al inicio de cada período, el OED realizará una convocatoria electrónica para recibir los valores de potencia comprometidos por cada unidad. En la primera convocatoria se deberá presentar la Carta de Adhesión junto al presente Compromiso y la potencia comprometida para cada uno de los meses del período de vigencia.

Los documentos y resultados de la convocatoria serán informados por el OED a la SUBSECRETARÍA.

El OED emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente conforme lo establecido en la Resolución N° xx/2024 y este COMPROMISO, todo de acuerdo con LOS PROCEDIMIENTOS.

La indisponibilidad de la potencia de la unidad generadora derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico que origine su indisponibilidad para el despacho económico, es responsabilidad del GENERADOR y será tratada como una indisponibilidad forzada.

El OED se compromete a pagar mensualmente al GENERADOR la remuneración que surja de la aplicación de la Cláusula 5 de este Compromiso, calculada sobre la base de las mediciones de disponibilidad de cada mes conforme LOS PROCEDIMIENTOS y las metodologías establecidas en el presente COMPROMISO.

El GENERADOR declara y acepta que ningún evento podrá ser considerado como caso fortuito o fuerza mayor eximente de responsabilidad, que dé derecho a reclamo alguno contra el OED y/o la SUBSECRETARÍA o le otorgue la facultad de solicitar una dispensa en el cumplimiento de los compromisos asumidos en el presente COMPROMISO.

Los mantenimientos a ejecutar comprenderán la adopción por parte del GENERADOR de todas las medidas y la realización de todas las tareas que resulten necesarias o convenientes a los efectos asegurar la confiabilidad y disponibilidad de potencia del equipamiento de generación comprometido en el presente COMPROMISO.

4. UNIDADES Y POTENCIAS COMPROMETIDAS NETAS

Las unidades de generación y sus potencias comprometidas son las indicadas en la tabla anexa al presente COMPROMISO.

La Potencia Comprometida es la declarada para cada mes y cada máquina, y no podrá ser menor al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la Potencia Neta Instalada.

La disponibilidad será determinada considerando el combustible óptimo para despacho correspondiente.

5. PRECIOS Y REMUNERACIÓN

5.1.1. Precio Potencia Comprometida:

El Precio del Acuerdo de la Disponibilidad (PAD) que se establece en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIOS POR MES (U$S/MW-mes), será ajustado según el Factor de Criticidad (FC) del nodo y período correspondiente y pagadero en su equivalente en PESOS de conformidad con lo indicado en la Cláusula 6, según la siguiente expresión:

PAD [U$S/MW-mes] = 2.000 x FC

El Factor de Criticidad FC es el asociado a la máquina de acuerdo al SUBANEXO C del presente y podrá ser ALTO, MEDIO o BAJO y será respectivamente de FC ALTO = 1,25 – FC MEDIO =1.00 y FC BAJO = 0,75, En tanto que, el Factor de Ajuste de la Disponibilidad (FADISP), que no podrá ser mayor a UNO (1), se determinará como el cociente entre la sumatoria de las potencias reales disponibles y la sumatoria de las potencias comprometidas, ambas correspondientes a las horas de los días hábiles, conforme a lo indicado a continuación.

La Disponibilidad real será medida en los siguientes períodos y horas:

- Verano (diciembre, enero, febrero, marzo): entre las 12:00 hs y las 22:00 hs
- Invierno (junio, julio, agosto): entre las 18:00 hs y las 23:00 hs

Siendo el $PAD definido como el precio PAD ajustado por el factor de ajuste de la Disponibilidad (FADISP) indicado seguidamente:

Si FADISP < 50% => $PAD = 0

Si 50% ≥ FADISP ≤ 100% => $PAD = PAD x 2 x (FADISP – 50%)

5.1.2. Remuneración de la Potencia Comprometida para cada máquina

El monto de la remuneración por la Potencia Comprometida será igual a la $PAD multiplicado por la Potencia Comprometida en dicho mes y máquina.

La disponibilidad real de potencia será calculada en base a los resultados de la operación.

Sólo se remunera la potencia que está disponible para su despacho con el combustible óptimo de operación.

5.1.3 Remuneración de la Potencia Adicional generada a la Potencia Comprometida

Adicionalmente a la remuneración de la Cláusula 5.1.2., se remunerará a la Potencia Adicional a la Potencia Comprometida (PADIC), conforme la siguiente expresión:

PADIC = (Potencia media real generada mensual) – (Potencia Comprometida mensual)

Siendo los valores medios los correspondientes a los días hábiles en las horas establecidas en el punto 5.1.1 y siendo PADIC > 0.

El monto de la remuneración por la Potencia Adicional (PADIC) será igual al 50% del PAD multiplicado por la Potencia Adicional en dicho mes y máquina:

Remuneración $PADIC = 0,5 * PAD * PADIC

5.2.1. Precio de la Energía Generada:

El Precio de la Energía del Compromiso (PEC) expresado en DÓLARES ESTADOUNIDENSES POR MEGAVATIO-HORA (USD/MWh) y ajustado por el Factor de Criticidad del nodo correspondiente, se pagará en su equivalente en PESOS, para todas las tecnologías de generación, conforme a lo establecido en la Cláusula 6 y de acuerdo con lo detallado a continuación:

- PEC [U$S/MWh]:

Tecnología	Gas Natural USD/MWh	Fuel Oil USD/MWh	Gas Oil USD/MWh	BioComb. USD/MWh	Carbón USD/MWh
TG	6.4		8.6	8.7	
TV	3.4	6.0		8.7	10.4
Motores	8.1	15.4	10.5	8.7	

- Siendo $PEC = PEC x FC

El Factor de Criticidad FC es el asociado a la máquina de acuerdo al SUBANEXO C del presente y podrá ser ALTO, MEDIO o BAJO y será respectivamente de FC ALTO = 1,25 – FC MEDIO =1.00 y FC BAJO = 0,75,

La Energía Generada a ser remunerada, será la correspondiente a los días hábiles en los siguientes períodos y horas:

- Verano (diciembre, enero, febrero, marzo): entre las 12:00 hs y las 22:00 hs
- Invierno (junio, julio, agosto): entre las 18:00 hs y las 23:00 hs

5.2.2. Remuneración de la Energía Generada

El monto de la remuneración de la Energía Generada será igual a $PEC por la Energía Generada mensual durante los días hábiles en los períodos y horas establecidos en la Cláusula 5.2.1. del presente Compromiso.

5.3 Remuneración Adicional Total

Todas remuneraciones establecidas en este COMPROMISO, son adicionales a las percibidas por la Resolución N° 233/2024 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA y sus continuadoras.

6. DOCUMENTACIÓN COMERCIAL Y PAGO

Mensualmente, el OED publicará en el DTE respectivo toda la información necesaria y suficiente para la adecuada verificación de los términos físicos y económicos definidos en el COMPROMISO.

El OED emitirá la documentación comercial correspondiente y abonará mensualmente los pagos correspondientes a los Compromiso de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Confiabilidad durante su vigencia.

El tipo de cambio a utilizar para valorizar la remuneración es el Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista) publicado por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA del último día hábil del mes que corresponde el DTE.

7. VIGENCIA DEL COMPROMISO

De acuerdo a los compromisos de disponibilidad indicados en la Cláusula 4, el Plazo de Vigencia se extiende desde el 01/12/2024 hasta el 31/03/2026 según lo establecido en la tabla anexa al COMPROMISO, cuya vigencia podrá ser prorrogada por la SUBSECRETARÍA, por DOCE (12) meses adicionales, sujeto a la presentación de un programa donde se detallen las tareas de mantenimiento a realizar por el GENERADOR en cada unidad generadora, el que podrá ser presentado hasta TREINTA (30) días antes del vencimiento del periodo de verano en el mes de marzo del año 2026.

El GENERADOR, sólo en relación a las máquinas comprendidas y a las condiciones del presente COMPROMISO, desiste de manera irrevocable, plena e incondicional a cualquier reclamo administrativo o proceso judicial que haya iniciado y se encuentre en curso contra el ESTADO NACIONAL, la SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o el OED relacionados con la remuneración vigente; y asimismo, renuncia a presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial contra el ESTADO NACIONAL, la SECRETARÍA DE ENERGÍA y/o el OED a futuro, en relación al mismo.

8. RESOLUCIÓN DE DIVERGENCIAS. JURISDICCIÓN

Las eventuales divergencias o controversias derivadas de la interpretación y/o ejecución del presente COMPROMISO serán resueltas de conformidad con lo establecido en la Ley N° 24.065 y en LOS PROCEDIMIENTOS.

9. CESIÓN DEL COMPROMISO

El GENERADOR no podrá ceder total ni parcialmente los derechos y obligaciones emergentes de este COMPROMISO, no obstante, el GENERADOR podrá ceder en todo o parte los créditos que posea contra el OED.

10. TOLERANCIA

El hecho que cualquiera de las Partes, en cualquier momento, no requiera de la otra el cumplimiento de cualquiera de las disposiciones de este COMPROMISO, no afectará de manera alguna el pleno derecho de requerir tal cumplimiento en cualquier momento en el futuro. La dispensa de cualquiera de las Partes de una violación de las disposiciones de este COMPROMISO no constituirá la dispensa de alguna violación anterior de la misma disposición o cualquier otra ni constituirá renuncia a la disposición misma. La omisión de cualquiera de las Partes en el ejercicio de cualquier derecho conferido en este COMPROMISO no constituirá renuncia a dicho derecho salvo que se realice por escrito y esté firmada por un representante debidamente autorizado de cada una de las Partes.

11. IMPUESTOS, GASTOS Y COSTOS:

Todos los impuestos, gastos y costos, originados en la firma del presente COMPROMISO serán por cuenta y cargo exclusivo del GENERADOR.

Por Agente

Tabla anexa al COMPROMISO

UNIDADES Y POTENCIAS COMPROMETIDAS

				VERANO 2024/2025				INVIERNO 2025		
				dic-24	ene-25	feb-25	mar-25	jun-25	jul-25	ago-25
Agente	Central	Unidad	Potencia Neta Instalada (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)

				VERANO 2025/2026				INVIERNO 2026		
				dic-25	ene-26	feb-26	mar-26	jun-26	jul-26	ago-26
Agente	Central	Unidad	Potencia Neta Instalada (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)

				VERANO 2026/2027			
				dic-26	ene-27	feb-27	mar-27
Agente	Central	Unidad	Potencia Neta Instalada (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)	Potencia Comprometida (MW)

SUBANEXO C

FACTOR DE CRITICIDAD (FC) ASIGNADO A CADA MÁQUINA

									FACTORES DE CRITICIDAD	
Central	**Generador**	**AGENTE**	**AGENTE DESCRIPCION**	**ESCALA**	**Tipo Gen.**	**REGION**	**PROVINCIA**	**Potencia Conexión -KV-**	**IMPACTO VERANO**	**IMPACTO INVIERNO**
AESP	AESPTG04	CTAESPAG	C.T. AES PARANA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	500	BAJO	BAJO
ALUAR	ALUATG05	ALUAMAUG	ALUAR SA - GENERADOR	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	CHUBUT	330	BAJO	BAJO
ALUAR	ALUATG06	ALUAMAUG	ALUAR SA - GENERADOR	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	CHUBUT	330	BAJO	BAJO
AVAL	AVALTG21	CTALVALG	C.TERMICA ALTO VALLE	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	COMAHUE	NEUQUEN	132	MEDIO	MEDIO
BLOP	BLOPTG01	CTBRILOG	CT BRIGADIER LOPEZ	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	LITORAL	SANTA FE	132	MEDIO	MEDIO
CRIV	CRIVTG21	CTPATAGG	C.T. PATAGONICAS SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	CHUBUT	132	MEDIO	MEDIO
DFUN	DFUNTG01	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
DFUN	DFUNTG02	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
DIQU	DIQUTG02	CTDIQUEG	CENTRAL DIQUE S.A.	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO
DIQU	DIQUTG03	CTDIQUEG	CENTRAL DIQUE S.A.	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO
DIQU	DIQUTG04	CTDIQUEG	CENTRAL DIQUE S.A.	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO
DSUD	DSUDTG07	CTDOCKSG	CENTRAL DOCK SUD	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO

DSUD	DSUDTG08	CTDOCKSG	CENTRAL DOCK SUD	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
INDE	INDETG01	GINDEPEG	GENERACION INDEPENDENCIA S.A.	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	NOROESTE	TUCUMAN	132	ALTO	ALTO
INDE	INDETG02	GINDEPEG	GENERACION INDEPENDENCIA S.A.	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	NOROESTE	TUCUMAN	132	ALTO	ALTO
LDCU	LDCUTG22	CTMENZAG	C. TERMICAS MENDOZA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	MENDOZA	132	ALTO	MEDIO
LDCU	LDCUTG23	CTMENZAG	C. TERMICAS MENDOZA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	MENDOZA	132	ALTO	MEDIO
LDCU	LDCUTG24	CTMENZAG	C. TERMICAS MENDOZA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	MENDOZA	132	ALTO	MEDIO
LEVA	LEVATG01	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	66	MEDIO	MEDIO
LEVA	LEVATG02	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	66	MEDIO	MEDIO
LRIO	LRIOTG21	GRIOJANG	GENERACION RIOJANA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	NOROESTE	LA RIOJA	132	MEDIO	MEDIO
LRIO	LRIOTG22	GRIOJANG	GENERACION RIOJANA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	NOROESTE	LA RIOJA	132	MEDIO	MEDIO
LRIO	LRIOTG23	GRIOJANG	GENERACION RIOJANA SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	NOROESTE	LA RIOJA	132	MEDIO	MEDIO
MDAJ	MDAJTG15	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
MDAJ	MDAJTG17	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
MDPA	MDPATG12	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
MDPA	MDPATG19	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO

MDPA	MDPATG21	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
MDPA	MDPATG22	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
PPNO	PPNOTG01	GENELTUG	GENERADORA ELEC.TUCUMAN SA	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	NOROESTE	TUCUMAN	132	MEDIO	MEDIO
PPNO	PPNOTG02	GENELTUG	GENERADORA ELEC.TUCUMAN SA	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	NOROESTE	TUCUMAN	132	MEDIO	MEDIO
PTR1	PTR1TG23	CTPATAGG	C.T. PATAGONICAS SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	SANTA CRUZ	132	MEDIO	MEDIO
PTR1	PTR1TG25	CTPATAGG	C.T. PATAGONICAS SA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	SANTA CRUZ	132	MEDIO	MEDIO
RCHI	RCHITG01	CTRIOCHG	CT RIO CHICO - SPSE	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	SANTA CRUZ	220	MEDIO	MEDIO
RCHI	RCHITG02	CTRIOCHG	CT RIO CHICO - SPSE	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	PATAGONICA	SANTA CRUZ	220	MEDIO	MEDIO
RTER	RTERTG01	GENCORDG	GENERADORA CORDOBA S.A.	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
RTER	RTERTG02	GENCORDG	GENERADORA CORDOBA S.A.	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
SARC	SARCTG21	HTSANJUG	HIDROTERMICA SAN JUAN	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	SAN JUAN	132	BAJO	BAJO
SARC	SARCTG22	HTSANJUG	HIDROTERMICA SAN JUAN	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	SAN JUAN	132	BAJO	BAJO
SARC	SARCTG23	HTSANJUG	HIDROTERMICA SAN JUAN	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CUYO	SAN JUAN	132	BAJO	BAJO
SFRA	SFRATG01	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
SFRA	SFRATG02	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
SNIC	SNICTG01	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO

SOES	SOESTG03	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
VGES	VGESTG11	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
VGES	VGESTG14	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
VGES	VGESTG16	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
VGES	VGESTG18	CTGESELG	CT VILLA GESELL-CATLANT.	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
VMAR	VMARTG01	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
VMAR	VMARTG02	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
VMAR	VMARTG03	EPECORDG	EPEC GENERACION	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	ALTO	ALTO
BBLA	BBLATV29	CPBUENAG	CENTRAL PIEDRABUENA S.A.	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	500	BAJO	BAJO
BBLA	BBLATV30	CPBUENAG	CENTRAL PIEDRABUENA S.A.	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	500	BAJO	BAJO
COST	COSTTV01	CCOSTANG	ENDESA COSTANERA SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
COST	COSTTV02	CCOSTANG	ENDESA COSTANERA SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
COST	COSTTV03	CCOSTANG	ENDESA COSTANERA SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
COST	COSTTV07	CCOSTANG	ENDESA COSTANERA SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
GUEM	GUEMTV11	CTGUEMEG	C.TERMICA GUEMES S.A.	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	NOROESTE	SALTA	132	MEDIO	MEDIO
GUEM	GUEMTV12	CTGUEMEG	C.TERMICA GUEMES S.A.	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	NOROESTE	SALTA	132	MEDIO	MEDIO

GUEM	GUEMTV13	CTGUEMEG	C.TERMICA GUEMES S.A.	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	NOROESTE	SALTA	132	MEDIO	MEDIO
LDCU	LDCUTV11	CTMENZAG	C. TERMICAS MENDOZA SA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	CUYO	MENDOZA	132	ALTO	MEDIO
LDCU	LDCUTV12	CTMENZAG	C. TERMICAS MENDOZA SA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	CUYO	MENDOZA	132	ALTO	MEDIO
MDPA	MDPATV07	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
MDPA	MDPATV08	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
NECO	NECOTV03	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
NECO	NECOTV04	CATLANTG	C.COSTA ATLANTICA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
NPUE	NPUETV05	CPUERTOG	CENTRAL PUERTO SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
NPUE	NPUETV06	CPUERTOG	CENTRAL PUERTO SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
PNUE	PNUETV07	CPUERTOG	CENTRAL PUERTO SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
PNUE	PNUETV08	CPUERTOG	CENTRAL PUERTO SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
PNUE	PNUETV09	CPUERTOG	CENTRAL PUERTO SA	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
SNIC	SNICTV11	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
SNIC	SNICTV12	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
SNIC	SNICTV13	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
SNIC	SNICTV14	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO

SNIC	SNICTV15	CTSNICOG	C.TERMICA SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
SORR	SORRTV13	CTSORREG	C.TERMICA SORRENTO	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	LITORAL	SANTA FE	132	MEDIO	MEDIO
ABRO	ABRODI01	CTBROWNG	C.T. ALMIRANTE BROWN	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
ALEM	ALEMDI01	CTALEMAG	CT ALEM - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	MISIONES	132	ALTO	MEDIO
ANAT	ANATDI01	CTANATSG	CT AÑATUYA - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	SGO.DEL ESTERO	132	ALTO	MEDIO
ANAT	ANATDI02	CTANA2SG	CT AÑATUYA II - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	SGO.DEL ESTERO	132	ALTO	MEDIO
ARIS	ARISDI01	CTARIVSG	CT ARISTOBU.DEL VALLE-SOENERGY	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	MISIONES	132	ALTO	MEDIO
ARRE	ARREDI01	CTARREAG	CT ARRECIFES-AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	66	ALTO	ALTO
BAND	BANDDI01	CTBANDEG	CT BANDERA SgoEstero - ENARSA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	SGO.DEL ESTERO	132	ALTO	MEDIO
BARD	BARDDI01	CTBQUERG	CT BARRANQUERAS Chaco	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	MEDIO	MEDIO
BARI	BARIDI01	CTBARISG	CT BARILOCHE	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	COMAHUE	RIO NEGRO	132	MEDIO	MEDIO
BVIL	BVILDI01	CTBELLSG	CT BELL VILLE - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	CENTRO	CORDOBA	220	BAJO	BAJO
CAST	CASTDI01	CTCASTAG	CT CASTELLI - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
CATD	CATDDI01	CTCATASG	CT CATAMARCA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	CATAMARCA	132	MEDIO	MEDIO
CERE	CEREDI01	CTCERSSG	CT CERES - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	SANTA FE	132	ALTO	MEDIO

CHAR	CHARDI01	CTCHARSG	CT CHARATA - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
CHAR	CHARDI02	CTCHARSG	CT CHARATA - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
CHLE	CHLEDI01	CTCHILSG	CT CHILECITO - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	LA RIOJA	220	ALTO	MEDIO
COLB	COLBDI01	CTCOLBUG	CT COLON BS.AS - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	MEDIO
CORR	CORRDI01	CTCORRAG	CT CORRIENTES - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CORRIENTES	132	BAJO	BAJO
CSAR	CSARDI01	CTCSARSG	CT CAPITAN SARMIENTO - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	66	ALTO	ALTO
FORD	FORDDI01	CTFORMAG	CT FORMOSA - APR ENERGY	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	FORMOSA	132	MEDIO	MEDIO
FORD	FORDDI02	CTFORMAG	CT FORMOSA - APR ENERGY	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	FORMOSA	132	MEDIO	MEDIO
GOYD	GOYDDI01	CTGOYASG	CT GOYA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CORRIENTES	132	MEDIO	MEDIO
INTA	INTADI01	CTINTASG	CT INTA CATAMARCA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	CATAMARCA	132	MEDIO	MEDIO
ISVE	ISVEDI01	CTISLAAG	CT ISLA VERDE - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	CENTRO	CORDOBA	220	BAJO	BAJO
ITAT	ITATDI01	CTITATTG	CT ITATI - TURBODISEL	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CORRIENTES	33	MEDIO	MEDIO
JUAR	JUARDI01	CTJUARSG	CT ING JUAREZ - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	FORMOSA	132	ALTO	MEDIO
JUNI	JUNIDI01	CTJUNISG	CT JUNIN	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
LBLA	LBLADI01	CTLBLASG	CT LAGUNA BLANCA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	FORMOSA	132	ALTO	MEDIO

LDLM	LDLMDI01	PAMPAENG	C.T. LOMA DE LA LATA S.A.	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	COMAHUE	NEUQUEN	132	BAJO	BAJO
LIBE	LIBEDI01	CTLIBESG	CT LIBERTADOR GSM - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	JUJUY	132	MEDIO	MEDIO
LINC	LINCDI01	CTLINCSG	CT LINCOLN	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
LOBO	LOBODI01	CTLOBOSG	CT LOBOS BS.AS - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
LPAL	LPALDI01	CTLPALTG	CT LAS PALMAS -TURBODISEL	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
LPAZ	LPAZDI01	CTLAPAZG	CT LA PAZ Entre Rios - ENARSA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	ENTRE RIOS	132	MEDIO	MEDIO
LPLA	LPLADI01	CTLAPLSG	CT LA PLATA - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO
LRID	LRIDDI01	CTLARISG	CT LA RIOJA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	LA RIOJA	132	MEDIO	MEDIO
LRIS	LRISDI01	CTLARSSG	CT LA RIOJA SUR- SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	LA RIOJA	132	MEDIO	MEDIO
MAGD	MAGDDI01	CTMAGAPG	CT MAGDALENA - APR ENERGY	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	BAJO	BAJO
MIR1	MIR1DI01	CTMIRMEG	CT MIRAMAR I - ENERGYST	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	BAJO
ORAD	ORADDI01	CTORANSG	CT ORAN - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	SALTA	132	MEDIO	MEDIO
PICA	PICADI01	CTPINDSG	CT PARQUE INDUSTR.CATAM-SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	CATAMARCA	132	MEDIO	MEDIO
PIQI	PIQIDI01	CTPIQUIG	CENTRAL TERMICA PIQUIRENDA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	SALTA	132	ALTO	ALTO
PIRA	PIRADI01	CTPIRASG	CT PIRANE - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	FORMOSA	132	ALTO	MEDIO

PPAT	PPATDI01	CTPATRTG	CT PASO LA PATRIA- TURBODISEL	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CORRIENTES	132	MEDIO	MEDIO
PROC	PROCDI01	CTPROCAG	CT PRESIDENCIA ROCA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	33	ALTO	MEDIO
RAFA	RAFADI01	CTRAFASG	CT RAFAELA - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	SANTA FE	132	ALTO	ALTO
REAL	REALDI01	CTREALSG	CT REALICO - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	COMAHUE	LA PAMPA	132	ALTO	ALTO
RUFI	RUFIDI01	CTRUFING	CT RUFINO Sta Fe - ENARSA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	SANTA FE	132	ALTO	ALTO
SCHA	SCHADI01	CTSMARTG	CT SAN MARTIN Chaco	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
SPE2	SPE2DI01	CTSAE2AG	CT SAENZ PEÑA II- AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
SPEN	SPENDI01	CTSAENAG	CT SAENZ PEÑA - APR ENERGY	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
SROS	SROSDI01	CTSROSTG	CT SANTA ROSA - TURBODISEL	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CORRIENTES	132	MEDIO	MEDIO
SSAL	SSALDI01	CTSSALVG	CT SAN SALVADOR E.Rios - ENARSA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	ENTRE RIOS	132	MEDIO	MEDIO
SVIC	SVICDI01	CTSANVIG	CT SAN VICENTE BsAs - ENARSA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO
TERV	TERVDI01	CTTERESG	CT TEREVINTOS - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	CATAMARCA	132	MEDIO	MEDIO
TINO	TINODI01	CTTINOSG	CT TINOGASTA - SULLAIR	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NOROESTE	CATAMARCA	132	MEDIO	MEDIO
VANG	VANGDI01	CTVANGAG	CT VILLA ANGELA - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	NORESTE	CHACO	132	ALTO	MEDIO
VGAD	VGADDI01	CTGVILAG	CT GRAL. VILLEGAS - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	66	ALTO	ALTO

VIAL	VIALDI01	CTVIALAG	CT VIALE - AGGREKO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	ENTRE RIOS	132	MEDIO	MEDIO
VTUD	VTUDDI01	CTVTUESG	CT VENADO TUERTO - SECCO	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	LITORAL	SANTA FE	132	ALTO	ALTO
GUEM	GUEMTG01	CTGUEPLG	PAMPA ENERGIA SA	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	NOROESTE	SALTA	132	MEDIO	MEDIO
MMAR	MMARTG03	GMEDIPLG	GEN.MEDITERRANEA (CONT.PLUS)	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
MMAR	MMARTG04	GMEDIPLG	GEN.MEDITERRANEA (CONT.PLUS)	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
MMAR	MMARTG05	GMEDIPLG	GEN.MEDITERRANEA (CONT.PLUS)	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
GEBA	GEBATG03	GENELPLG	PAMPA ENERGIA SA	CC - Potencia (P) > 150 MW	CC	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	500	MEDIO	MEDIO
CERI	CERITV01	ECOENERG	PAMPA ENERGIA SA	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	33	BAJO	BAJO
SOLA	SOLATG01	SOLALB2A	SOLALBAN ENERGIA SA	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	BAJO	BAJO
ACON	ACONDI01	ACONCAGA	CT ACONCAGUA ENERGÍA AUTOGENER	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	CUYO	MENDOZA	33	BAJO	BAJO
ALOM	ALOMDI01	YPFLOMQA	CENTRAL TÉRMICA LOMITA AUTOG.	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	COMAHUE	NEUQUEN	33	ALTO	ALTO
APAR	APARTV01	SIDESN1A	SIDERAR PTA. IND. SAN NICOLAS	TV - Potencia (P) > 100 MW	TV	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
ELOM	ELOMDI01	PACOELRA	PETR.ACONCAGUA.YAC.ENTRE LOMAS	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	COMAHUE	RIO NEGRO	33	BAJO	BAJO
ENSE	ENSATG01	LAPLATAA	REFINERIA LA PLATA AUTOG	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	MEDIO	MEDIO

HUEM	HUEMDI01	CGCOHUZA	COMP.GEN.COMB. S.A.U.-HUEMUL	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	PATAGONICA	SANTA CRUZ	35	BAJO	BAJO
LEDE	LEDETV01	LEDESMYA	LEDESMA SAAI	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	NOROESTE	JUJUY	132	MEDIO	MEDIO
MBE2	MBE2DI01	YPFMBE2A	YPF CT MANANTIALES BEHR II AG	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	PATAGONICA	CHUBUT	132	MEDIO	MEDIO
MESE	MESEDI01	CGCOMEZA	COMP.GEN.COMB. S.A.U.-MESETA	DI - MOTORES COMBUSTIÓN INTERNA	DI	PATAGONICA	SANTA CRUZ	35	BAJO	BAJO
MMAG	MMAGTG01	GMEDITEA	GENERACION MEDITERRANEA AUTOGE	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	132	MEDIO	MEDIO
MOLI	MOLITV01	MRPLSLSA	MOLINOS AGRO AG.(Ex.Mol Rio P)	TV - Potencia (P) < 100 MW	TV	LITORAL	SANTA FE	132	BAJO	BAJO
MSEV	MSEVTG01	ARCOMSXA	ARCOR MARIO SEVESO ARROYITO	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	CENTRO	CORDOBA	66	MEDIO	MEDIO
PHUI	PHUITG01	YPFPHUQA	YPF Autogenerador Pza. Huincul	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	COMAHUE	NEUQUEN	132	BAJO	BAJO
SHEL	SHELTG01	SHELDSCA	SHELL CAPSA PTA. DOCK SUD	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	132	ALTO	ALTO
TRAP	TRAPTG01	CHEVHUQA	CHEVRON ARGENTINA - HUANTRAICO	TG - Potencia (P) < 50 MW	TG	COMAHUE	NEUQUEN	132	BAJO	BAJO
YPFA	YPFATG01	YPFLPEZA	YPF LOS PERALES AUTOG	TG - Potencia (P) > 50 MW	TG	PATAGONICA	SANTA CRUZ	132	BAJO	BAJO

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA DEFENSA DE LA VIDA, LA LIBERTAD Y LA PROPIEDAD

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número: IF-2024-106889490-APN-DNRYDSE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Martes 1 de Octubre de 2024

Referencia: ANEXO I - EX-2024-75594573-APN-SE#MEC.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 19 pagina/s.

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación y Desarrollo del Sector Eléctrico
Ministerio de Economía

Anexo II

Anexo al Artículo 5°. Mecanismo de gestión de demanda de los Grandes Usuarios Mayores (GUMAS), voluntario, programado y remunerado.

El mecanismo establecido en el Artículo 5° de la presente medida, se regirá por el presente Anexo:

ARTÍCULO 1º.- Créase un mecanismo voluntario de oferta de reducción de cargas, programado y remunerado para la gestión de la demanda ante riesgos de abastecimiento, dirigido a los agentes GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS) del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA cuyos Requerimientos Máximos declarados sean mayores a DIEZ MEGAVATIOS (10 MW).

ARTÍCULO 2º.- Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a recibir ofertas de reducción de carga de los GUMAS habilitados, conforme a lo estipulado en el artículo anterior. Estas ofertas deberán ser realizadas a la Programación Semanal incluyendo la reducción propuesta respecto al la demanda prevista en las horas de posible convocatoria, incluyendo el precio ofertado en USD/MWh y las horas disponibles cada día, con un límite máximo de OCHO (8) horas diarias.

Las ofertas de potencia podrán ser modificadas con la información requerida para la Programación Diaria.

ARTÍCULO 3°.- Establécese un precio máximo de DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRESCIENTOS CINCUENTA POR MEGAVATIO HORA (USD 350 /MWh) para la energía asociada a cada oferta de reducción de carga.

ARTÍCULO 4º.- Junto con la Programación Diaria el OED evaluará la necesidad de convocar las reducciones de carga ofertadas y la potencia requerida. Las ofertas se ordenarán de menor a mayor precio o en caso de igual precio en forma proporcional a la oferta de potencia realizada y se asignarán hasta cubrir la potencia requerida. El OED informará a los oferentes en caso de ser convocados y la potencia asignada correspondiente.

ARTÍCULO 5º.- En base a la potencia asignada, se verificará en la operación la reducción de potencia real, en base a lo cual se determinará la energía en las

horas de la convocatoria. En caso de resultar menor a la ofertada y comprometida se reducirá el precio a reconocer. Si el incumplimiento fuera mayor al 50% quedará excluido de la lista de ofertas del resto de la semana en curso y de la semana subsiguiente.

La remuneración de la energía correspondiente a la reducción verificada en las horas de la convocatoria se valoriza al precio ofertado. El precio a reconocer se reducirá en forma proporcional al incumplimiento de la reducción de oferta de potencia.

ARTÍCULO 6º.- Establécese que el tipo de cambio a utilizar para valorizar la remuneración es el utilizado en el cálculo de los Costos Variables de Producción para el despacho en la quincena correspondiente a la oferta.

ARTÍCULO 7°. - Instrúyese a CAMMESA a realizar todas las tareas necesarias para alcanzar los objetivos planteados bajo la presente medida. Para ello, notificará a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA) del mecanismo que aquí de describe.

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA DEFENSA DE LA VIDA, LA LIBERTAD Y LA PROPIEDAD

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número: IF-2024-106889490-APN-DNRYDSE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Martes 1 de Octubre de 2024

Referencia: Anexo II - EX-2024-75594573-APN-SE#MEC.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 2 pagina/s.

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional

Dirección Nacional de Regulación y Desarrollo del Sector Eléctrico
Ministerio de Economía