**República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional**
Año de la Grandeza Argentina

**Resolución firma conjunta**

**Número:** RESFC-2026-971-APN-DIRECTORIO#ENREGE

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 19 de Noviembre de 2026

**Referencia:** EX-2026-109583212- -APN-USDE#ENREGE - Tarifa COP Máxima y Tarifa TI de Referencia para la Obra "AMBA I"

---

VISTO el Expediente EX-2026-109583212- -APN-USDE#ENREGE, la Ley 24.065 (T.O - Decreto 450/2025), la Ley N° 17.520, el Decreto 1172/2003, Decreto N° 921/2025, las Resoluciones de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) N° 294/2024, la Resolución N° 311/2025, la Resolución N° 83/2026, la Resolución N° 218/2026, la Resolución del MINISTERIO DE ECONOMIA N° 715/2025, la Resolución N° 7/2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO, la Resolución N° 1085/2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, la Resolución ENRE N° 30/2004 y la Resolución ENRE N° 236/2025, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el artículo 3° de la Resolución N° 294 de fecha 1° de octubre de 2024, la SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) previó la necesidad de adoptar medidas para el sector de transporte de energía eléctrica, con el objetivo de fomentar las inversiones en ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica que permitan garantizar el abastecimiento y otorgar seguridad y confiabilidad al sistema.

Que en este sentido, el artículo 1° de la Resolución N° 715 de fecha 29 de mayo de 2025 del MINISTERIO DE ECONOMÍA (ME) declaró de carácter prioritario las obras identificadas en el Anexo (IF-2025-33689104-APN-DNIE#MEC) que integra ese acto, a realizarse en los términos de la Ley N° 17.520 de concesión de obra pública.

Que por su parte, en el artículo 2° de la citada resolución, el MINISTERIO DE ECONOMÍA encomendó a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la incorporación de un nuevo apartado del Título VI del “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” -incluido bajo el Punto 2 del Anexo 16 de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos)¨- que involucra, dentro de las modalidades de ampliación allí reguladas, a las Ampliaciones de Transporte por Concesión de Obra Pública (COP).

Que al respecto, la Resolución N° 311 de fecha 21 de julio de 2025 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA establece

la modalidad de Concesión de Obra Pública para Ampliar el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica correspondiente a las obras: “AMBA I” “Línea 500 kV Río Diamante – Charlone - O´Higgins” y “Línea 500 kV Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca” incluidas en el citado anexo de la Resolución ME N° 715/2025.

Que asimismo, la Ley N° 24.065 (Texto Ordenado por Decreto Nº 450 de fecha 4 de julio de 2025) en su artículo 31 bis contempla, entre las alternativas de ampliación del transporte, la modalidad prevista en la Ley N° 17.520, reglamentada por la Resolución N° 83/2026 de fecha 1 de abril de 2026 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Que adicionalmente, por medio del Decreto N° 921 de fecha 26 de diciembre de 2025 se ratificó que las obras de Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, definidas como prioritarias por la Resolución ME N° 715/2025 del MINISTERIO DE ECONOMÍA, deberán ser licitadas bajo el régimen establecido en la Ley Nº 17.520 y sus normas modificatorias.

Que además, la Resolución SE N° 83/2026 aprobó la incorporación del Apartado 2.6 – Título VI “AMPLIACIONES POR CONCESIÓN DE OBRA PÚBLICA (Ley N° 17.520)” al “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” – contenido en el Punto 2 del Anexo 16: REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE de ¨Los Procedimientos¨, aprobados por la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, que como Anexo (IF-2026-30955029-APN-DNIE#MEC) formó parte integrante de dicha medida.

Que en tal sentido, en el artículo 35 del mencionado TÍTULO VI – AMPLIACIONES POR CONCESIÓN DE OBRA PÚBLICA (Ley N° 17.520) se determina que las ampliaciones COP serán remuneradas a través de una Tarifa COP en los términos del artículo 1 de la Ley 17.520, que será abonada por los usuarios del servicio público de transporte de energía eléctrica del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que se definan como beneficiarios de las obras de la ampliación de transporte en cuestión. Asimismo, se estipula que, una vez habilitada comercialmente la Ampliación COP, el concesionario COP en su carácter de Transportista Independiente (TI) percibirá una tarifa por operar y mantener este equipamiento, de acuerdo a lo previsto bajo el régimen tarifario vigente según Ley N° 24.065 y aplicable a los Transportistas Independientes hoy existentes para instalaciones similares (la “Tarifa TI”) debiendo utilizar a tal fin una metodología análoga a la empleada para la remuneración del equipamiento perteneciente a dichas instalaciones.

Que al respecto, la norma citada instruye al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD (ENReGE) a calcular la Tarifa COP máxima y, previa instrucción de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, le dará publicidad mediante convocatoria a audiencia pública con una antelación de VEINTE (20) días corridos a la fecha fijada para su realización. El ENReGE deberá en un plazo de DIEZ (10) días de celebrada la audiencia pública, remitir un informe a la SECRETARIA DE ENERGÍA con su resultado.

Que la Tarifa COP máxima final a ser considerada a los efectos de la Remuneración COP máxima incluida en los documentos licitatorios será la que resulte aprobada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA luego de la realización de la audiencia pública antes mencionada. En todos los casos, la SECRETARIA DE ENERGÍA podrá requerir la asistencia del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y del ENReGE, según corresponda, a los efectos de la determinación de los usuarios beneficiarios de las Ampliaciones COP y el cálculo de la Tarifa COP máxima, su alocación, alcance y distribución, así como cualquier otro aspecto de carácter técnico o económico que pueda corresponder.

Que la Tarifa TI aplicable será la que resulte aprobada oportunamente por el ENReGE.

Que teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, la SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante Nota NO-2026-108361781-APN-SE#MEC de fecha 6 de noviembre de 2026, solicita a este Ente Nacional proceda a realizar para la Ampliación COP denominada “AMBA I” lo siguiente: i) el cálculo de la Tarifa máxima que remunere la inversión realizada en la construcción de la Ampliación COP (la Tarifa COP Máxima); y ii) el cálculo de la Tarifa por operación y mantenimiento del equipamiento una vez habilitada comercialmente la Ampliación COP, aplicable a los Transportistas Independientes para instalaciones similares (la “Tarifa TI” de referencia).

Que según lo indicado en la nota antes mencionada, el ENReGE para determinar la Tarifa COP Máxima deberá tener en cuenta lo siguiente.

Que la inversión (CAPEX): según el Informe que como Anexo “AMBA I - MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROCEDIMIENTO CAPEX”, identificado como IF-2026-111861352-APN-UARYEE#ENREGE que integra este acto, la inversión asciende a DÓLARES SETECIENTOS NOVENTA Y OCHO MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y TRES MIL CIENTO OCHENTA Y SIETE (USD 798.653.187), considerando la aplicación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), la cual incluye el cargo de Supervisión de la Transportista y excluye el costo de inversión por la adquisición anticipada de los equipamientos establecida en la Resolución N° 218 de fecha 28 de agosto de 2026 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, como asimismo, el Aporte Financiero previsto de DÓLARES CINCUENTA Y CINCO MILLONES (USD 55.000.000) que es adicional a este CAPEX, y no integran ambos, la base de cálculo de la Remuneración COP.

Que la adquisición anticipada de los equipamientos como el Aporte Financiero se solventan con fondos provenientes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través de la CUENTA DE EXPORTACIONES del FONDO DE ESTABILIZACIÓN del MEM, creada por la Resolución N° 1037 de fecha 31 de octubre de 2021 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, y no constituyen aporte alguno del Estado Nacional.

Que el Período de Concesión a considerar es de QUINCE (15) años, contados a partir de la Fecha Máxima de Habilitación Comercial de la Etapa 2.

Que en cuanto al Plazo de Remuneración se determina en SIETE (7) años, considerando que este Plazo comenzará respecto de cada Etapa desde la acreditación del completamiento de al menos un Lote de cada una de ellas, extendiéndose por hasta un plazo máximo de SIETE (7) años a partir de la Habilitación Comercial de cada Etapa.

Que en cuanto a la Tasa de Descuento, se define una tasa de costo de capital promedio ponderado (WACC) en términos reales después de impuestos que se ubica en TRECE COMA SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (13,69%), la cual se obtiene a partir de considerar los parámetros que se detallan en el Anexo “TASA DE DESCUENTO”, identificado IF-2026-111892951-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que asimismo, se definió como criterio de optimización un Valor Presente Neto (VPN) del flujo de caja igual a cero, de forma que la remuneración obtenida represente el nivel mínimo necesario para recuperar la inversión más el retorno contemplado en la tasa de descuento considerada.

Que en cuanto a la Remuneración COP Mensual se determina que en cada Etapa, concluidos cada uno de los LOTES de Obra detallados en el Anexo “CRONOGRAMA REMUNERACIÓN COP MENSUAL EN CADA ETAPA, CONCLUIDOS CADA UNO DE LOS LOTES DE OBRA”, identificado IF-2026-111892990-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto, y, previa aprobación del CONCEDENTE o quien este indique, el CONCESIONARIO tendrá derecho al cobro del completamiento de dicho LOTE por un monto equivalente al porcentaje correspondiente a cada LOTE, respecto de la Tarifa COP Máxima; a pagar en OCHENTA Y

CUATRO (84) mensualidades, iguales y consecutivas, de acuerdo a la siguiente tabla (la estimación mensual de la inversión por LOTE y por Etapa se detalla en el Anexo “ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN MENSUAL POR LOTE Y POR ETAPA”, identificado IF-2026-111861464-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que en cuanto a la Tarifa TI de Referencia que remunera los servicios de operación y mantenimiento (OyM) durante el período de explotación (post-habilitación comercial de cada Etapa), se instruye aplicar la metodología que este Ente Nacional utiliza para los Transportistas Independientes en instalaciones similares, conforme el régimen de la Ley N° 24.065 y lo establecido en el artículo 35 del Apartado 2.6 – Título VI del Anexo de la Resolución SE N° 83/2026.

Que asimismo, se deberá incorporar como componente de los costos de OyM, un seguro de todo riesgo operacional (la “Póliza OAR”) que el Concesionario COP deberá mantener vigente durante el período de OyM de cada Etapa. Las coberturas mínimas asegurar deben cubrir: (a) Daño Material a valor de reposición a nuevo; (b) Rotura de Maquinaria; (c) Pérdida de Ingresos (mín. 24 meses); (d)Responsabilidad Civil hacia terceros; y (e) Catástrofes Naturales, para instalaciones de características y riesgos similares.

Que cabe señalar, que para la determinación del componente de la Póliza OAR, dicha póliza se activará en forma escalonada: cobertura inicial a partir de la habilitación comercial de la Etapa 1, y cobertura ampliada con la incorporación de los activos de la Etapa 2.

Que la Tarifa TI se actualizará mensualmente, conforme el mecanismo que este Organismo aplica a los Transportistas Independientes, a fin de mantener su valor en términos reales, y será revisada en cada Revisión Tarifaria Quinquenal, oportunidad en la que se redeterminarán todas las variables que la componen, incluido el costo de la Póliza OAR.

Que además, para su determinación, se debe tener presente, que la Tarifa TI tiene DOS momentos de inicio: (i) a partir de la Habilitación Comercial de la Etapa 1, respecto de las instalaciones de esa Etapa; y (ii) a partir de la Habilitación Comercial de la Etapa 2, respecto de las instalaciones adicionales de esa Etapa. El Período de OyM se extenderá por QUINCE (15) años a contar desde la Fecha Máxima de Habilitación Comercial de la Etapa 2. En consecuencia, se deberá calcular la Tarifa TI con horizonte diferenciado para cada etapa.

Que con respecto al equipamiento a incorporar en AMBA I, y teniendo en cuenta el alto costo de inversión que demanda la Obra, se debe considerar la incorporación al SADI de la infraestructura en dos etapas, de acuerdo a lo siguiente.

Que la Etapa 1 comprende la ejecución y habilitación comercial de la siguiente infraestructura base: ET Plomer 500/220/132 kV equipada con: i) Obra Civil (incluye terreno, cerco perimetral, calles, Edificio de Comando, Edificios de Celdas, Edificio de Mantenimiento, Galpón de depósito y taller, Edificio de Vigilancia/Portería y cocheras, Torre Tanque); ii) Playa de 500 kV compuesta por DOCE (12) campos equipados total o parcialmente configuración doble barra con interruptor y medio.; iii) CUATRO (4) transformadores monofásicos 500/√3 / 231/√3 / 34,5 kV - 285/285/16,67 MVA; para conformar UN (1) Banco trifásico de Transformador de Potencia 855 MVA; con su fase de reserva; iv) Reactor de barras 500 kV - 3x44 MVAr; v) Playa de 220 kV compuesta por QUINCE (15) campos equipados total o parcialmente configuración doble barra con barra de transferencia; y, vi) LEAT 500 kV vinculación ET Plomer – EM Atucha (5AT-PLO1), aproximadamente 98 km.

Que la Etapa 2 comprende la ejecución y habilitación comercial de la siguiente infraestructura base: ET Plomer

500/220/132 kV equipada con: i) TRES (3) transformadores monofásicos 500/√3 / 231/√3 / 34,5 kV - 285/285/16,67 MVA; para conformar UN (1) Banco trifásico de Transformador de Potencia 855 MVA; ii) CUATRO (4) Transformadores monofásicos 500/√3 / 138/√3 / 34,5 kV - 150/150/16,67 MVA; para conformar UN (1) Banco trifásico de Transformador de Potencia 450 MVA con su fase de reserva; iii) Reactor de barras 500 kV - 3x44 MVAr; iv) DOS (2) Bancos de Capacitores derivación 220 kV - 135 MVAr cada uno; v) Equipo compensador STAT COM 220 kV - +/- 250 MVAr; vi) Playa de 132 kV compuesta por DIEZ (10) campos equipados total o parcialmente configuración doble barra con barra de transferencia.

Que el resto de la infraestructura de la Ampliación COP se incorpora al SADI en instalaciones existentes, ya sea mediante la ampliación o adecuación de Estaciones Transformadoras y el seccionamiento de líneas de alta tensión; en cuyo caso, la remuneración de dicha infraestructura por los servicios de Operación y Mantenimiento se solventará a través de los cargos tarifarios vigentes al momento de su habilitación comercial correspondiente a los Transportistas Concesionarios: la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A) o la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A ) o la PRESTADORA ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT), la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.), según corresponda.

Que estas ampliaciones o adecuaciones son las siguientes, de acuerdo a cada Etapa.

Que la Etapa 1 comprende la ejecución y habilitación comercial de la siguiente infraestructura base: i) LEAT 500 kV vinculación ET Plomer – ET Ezeiza (5EZ-PLO2), aprox. 35 km, equipado con reactor serie limitador de cortocircuito de 15 Ω en salida de línea. Esta línea se vincula a ET Ezeiza mediante Tramo Oeste de 2,6 km aprox. de LEAT 500 kV vinculación ET 25 de Mayo – ET Ezeiza (5EZVM2) seccionada; ii) Tramo LEAT 500 kV aprox 1,4 km para el cruce de la futura LEAT 500 kV (5EZ-PLO1) de Etapa 2 sobre by-pass 1 y 2; iii) Tramo LEAT 500 kV, aprox 4,5 km vinculación LEAT 25 de Mayo – ET Ezeiza (5EZVM2) y ET Ezeiza – ET Gral. Rodríguez 2 (5EZRD2). Ambas existentes, a desconectar de la ET Ezeiza, para configurar un by-pass 2 de esta Estación y la interconexión ET 25 de Mayo – ET Gral. Rodríguez (5RDVM2); iv) Adecuación de ET Gral Rodriguez 500/220 kV y ET Ezeiza 500/220 kV; v) Ampliación ET 25 de Mayo 500/132 kV, incluye reactor de barras 500 kV (shunt) de 80 MVAr; vi) Ampliación EM Atucha, incluye UN (1) banco de reactores de línea (R2L5AT) 3x29,4 MVAr y UN (1) reactor de neutro (R2N5AT) cada uno de ellos con una unidad de reserva; vii) Adecuación de las acometidas de LEAT 500 kV 5EZRD1 y 5EZRD2 a ET Ezeiza y ET Gral. Rodríguez a fin de mantener en servicio el by pass existente entre las líneas de vinculación ET Abasto - ET Ezeiza 1 (5ABEZ1) y ET Ezeiza - ET Gral. Rodríguez 2 (5EZRD2); viii) LAT 220 kV doble terna vinculación ET Plomer – ET Zappalorto, aprox. 30 km. (reemplaza a LAT 220 kV doble terna existente vinculación ET Ezeiza – ET Zappalorto la cual se desenergiza); ix) Adecuación ET Zappalorto; y, x) Radioenlaces digitales de Microondas y automatismos DAG.

Que en cuanto a la Etapa 2 comprende la ejecución y habilitación comercial de la siguiente infraestructura base: i) LEAT 500 kV vinculación ET Plomer y proximidades de ET Ezeiza (5EZ-PLO1) aprox. 34 km, equipado con reactor serie limitador de cortocircuito de 15 Ω, vinculándose con el tramo de 1,4 km construido en Etapa 1. Esta línea se vinculará a ET Ezeiza con el by-pass 1 y tramo Norte de LEAT 500 kV (5EZRD2) seccionada, aprox 3,4 km; ii) Tramo LEAT 500 kV, aprox. 4,5 km para futura vinculación de LEAT 500 kV con ET Henderson – ET Ezeiza (5EZHE1) y ET Ezeiza – ET Gral. Rodríguez 1 (5EZRD1), configurando un segundo by pass de ET

Ezeiza (by pass 1) y la nueva interconexión ET Henderson – ET Gral. Rodríguez (5HERD1). La línea 5EZHE1 no será intervenida durante la Etapa 2; su vinculación operativa se reserva para el proyecto AMBA II, conforme al esquema de by-pass reversible señalado por TRANSENER S.A.; iii) LAT 220 kV doble terna vinculación ET Plomer – ET Pantanosa, aprox. 35 km y acometida mediante 2 ternas cable subterráneo 220 kV de aprox. 3 km. (reemplaza a LAT 220 kV doble terna existente vinculación ET Ezeiza – ET Casanova y derivación doble terna vinculación ET Pantanosa, la cual se desenergiza); iv) Adecuación ET Pantanosa; v) LAT 132 kV doble terna vinculación ET Plomer y apertura de línea existente vinculación ET Luján - ET Mercedes, aprox 21 km; para configurar las interconexiones ET Plomer – ET Luján y ET Plomer - ET Mercedes; y, vi) Adecuación ET Luján 132/66/33/13,2 kV y ET Mercedes 132/33/13,2 kV.

Que por otra parte, teniendo en cuenta la información aportada por CAMMESA en su Nota B-184306-1 de fecha 26 de marzo de 2026, para la determinación de los Usuarios Beneficiarios, la asignación de los costos será proporcional a la participación que se establezca y a los consumos de energía de los agentes demandantes, únicos beneficiarios de la ampliación, conforme la metodología del Anexo 18 de Los Procedimientos, en la redacción dada por la Resolución N° 7 de fecha 26 de marzo de 2019 de la ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO (costos de ampliación), y la Resolución N° 1085 de fecha 28 de noviembre de 2017 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (costos de operación y mantenimiento) y según se detalla en el Anexo “PARTICIPACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN CORRESPONDIENTES A LOS DIFERENTES AGENTES DEL MEM”, identificado IF-2026-111893025-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que la Obra “AMBA I” presenta características particulares combinando distintos elementos que tienen diferentes asignaciones, a saber: i) Ampliaciones de LEAT 500 kV => asignación en función de la demanda de energía real consumida por todos los Agentes del MEM – SADI, ii) Ampliaciones STATCOM => asignación en función de la demanda de energía real consumida por todos los Agentes del MEM – SADI; iii) Estación Transformadora Plomer 500/220 kV => asignación en función de la demanda de energía real consumida por los Agentes del GBA jurisdicción EDENOR S.A. y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.); iv) Estación Transformadora Plomer 500/132 kV => asignación en función de la demanda de energía real consumida por los Agentes del área Buenos Aires TRANSBA S.A.; v) Ampliaciones en Distro TRANSBA S.A. 132 kV => asignación a la demanda abastecida en el ámbito de TRANSBA.S.A.; y, vi) Ampliaciones de líneas de 220 kV y obras de la Distribuidora que presente adicionalmente la función técnica de transporte (PAFTT) sean complementarias y se instrumenten mediante este mecanismo =>asignación a la demanda abastecida en el área de EDENOR S.A.

Que teniendo en cuenta estas premisas en el Anexo “PARTICIPACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN CORRESPONDIENTES A LOS DIFERENTES AGENTES DEL MEM”, identificado IF-2026-111893025-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto, se detalla la asignación proporcional de los costos de inversión que le corresponde a los diferentes agentes del MEM.

Que esta asignación se realizó sobre la base de los consumos reales de energía registrados durante el año 2025 en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Que teniendo en cuenta que el proyecto comprende un conjunto integral de líneas de transporte en Extra Alta Tensión (500 kV) y en Alta Tensión (220 kV y 132 kV), junto con sus estaciones transformadoras asociadas, se destaca que su finalidad es mejorar la eficiencia y la confiabilidad de la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).

Que en este sentido, se detallan los principales beneficios técnicos de la Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (COP) denominada “AMBA I”: i) Asegurar el abastecimiento del área Gran Buenos Aires (GBA). La ET Ezeiza, que abastece el área, está próxima al límite de su capacidad de transformación, y su potencia de cortocircuito se acerca a los valores de diseño. El proyecto limita esa potencia de cortocircuito y descarga los transformadores 500/220 kV de dicha estación, que hoy tienen escaso margen de potencia; ii) Ampliar la capacidad de importación del área GBA y del Área Buenos Aires (132 kV). La nueva ET Plomer y sus equipos asociados permitirán ingresar mayor energía y potencia al área GBA. A su vez, el equipo STATCOM previsto en la ET Ezeiza y el banco de capacitores shunt de 2 x 135 MVAr permitirán aumentar la importación desde el resto del SADI; iii) Mejorar el perfil de tensiones, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias; iv) Incrementar la seguridad y la eficiencia de la operación. El automatismo de Desconexión Automática de Generación (DAG) permitirá maximizar los límites de transmisión, v) Habilitar nuevas interconexiones en 500 kV para recibir energía de fuentes renovables ubicadas en la Patagonia, en la Provincia de Buenos Aires y en la región de Cuyo; vi) Mejorar la calidad de servicio en el noroeste del Gran Buenos Aires, mediante nuevos alimentadores en 220 kV a estaciones transformadoras de EDENOR S.A.; vii) Mejorar el abastecimiento y la calidad de servicio en el oeste y suroeste del Gran Buenos Aires. Para eso se incorpora la transformación 500/132 kV con su línea de 132 kV asociada, que dará mayor capacidad de abastecimiento a la zona de Luján–Mercedes, y se secciona la LAT 132 kV Luján–Mercedes de TRANSBA S.A.;y, viii) Permitir desafectar centrales térmicas de ciclo abierto y alto costo de generación distribuidas en estaciones transformadoras de S.A., EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Que, ahora bien, para el cálculo de la Tarifa COP máxima se utiliza la metodología de flujo de fondos descontado. En términos generales, para calcular el valor de una empresa mediante la metodología del flujo de fondos descontado se proyectan los cash flows o flujo de fondos operativo neto que generará la empresa en el futuro y luego se descuentan de modo tal de obtener el valor presente de ese flujo esperado.

Que, específicamente en este caso, el flujo de fondos descontado se construye como un flujo económico-financiero mensual, en el que la inversión, su cronograma de ejecución, la depreciación, el sendero de remuneración de cada lote, el tratamiento tributario y la tasa de descuento determinan conjuntamente el nivel de Tarifa COP máxima.

Que, para la determinación de la Tarifa COP máxima se consideraron los valores expresados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD), sin incluir el Impuesto al Valor Agregado (IVA). Se adoptó un CAPEX de referencia de DÓLARES SETECIENTOS NOVENTA Y OCHO MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y TRES MIL CIENTO OCHENTA Y SIETE (USD 798.653.187), que incluye la supervisión del transporte.

Que, además el proyecto contempla la construcción de DIEZ (10) lotes, distribuidos en dos Etapas, con un período de construcción estimado de CINCUENTA Y DOS (52) meses y un período de remuneración de OCHENTA Y CUATRO (84) meses por lote.

Que, en relación al tratamiento impositivo y contable, se consideró la aplicación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), y teniendo en cuenta una vida útil de TREINTA Y CINCO (35) años para el equipamiento involucrado en la ampliación (promedio ponderado de vida útil de las instalaciones involucradas en el proyecto), la vida depreciable queda determinada en VEINTIÚN (21) años, equivalente a DOSCIENTOS CINCUENTA Y DOS (252) meses. Asimismo, se aplicó una alícuota del Impuesto a las Ganancias del VEINTICINCO POR CIENTO (25%).

Que, así bien para la actualización de los flujos de fondos se utilizó una tasa de descuento anual del TRECE

COMA SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (13,69%), equivalente a una tasa mensual del UNO COMA CATORCE POR CIENTO (1,14%), sin aplicar indexación de los flujos.

Que, por consiguiente, el criterio adoptado para la determinación de la remuneración consiste en establecer un valor tal que el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de fondos resulte aproximadamente igual a CERO (0).

Que, la distribución del CAPEX de referencia, contempla DIEZ (10) lotes agrupados en DOS (2) etapas de ejecución.

Que, por su parte la Etapa 1 comprende los lotes UNO (1) a SEIS (6) y representa DÓLARES QUINIENTOS DIECINUEVE MILLONES CIENTO VEINTICUATRO MIL QUINIENTOS SETENTA Y DOS (USD 519.124.572), y la Etapa 2 comprende los lotes SIETE (7) a DIEZ (10) y representa DÓLARES DOSCIENTOS SETENTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS VEINTIOCHO MIL SEISCIENTOS QUINCE (USD 279.528.615). Que los montos de inversión correspondiente a cada lote se detallan en el Anexo “MONTOS DE INVERSIÓN POR ETAPA-LOTE”, identificado IF-2026-111892876-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que, en cuanto al cronograma de construcción se desarrolla en forma secuencial durante CINCUENTA Y DOS (52) meses. La inversión mensual de cada lote se incorpora al flujo conforme al cronograma del proyecto y constituye la base sobre la cual se determina el costo económico de la obra.

Que, a efectos de la determinación del flujo, el CAPEX se lleva a una serie mensual conforme al cronograma de ejecución detallado en el Anexo “CRONOGRAMA REMUNERACIÓN COP MENSUAL EN CADA ETAPA, CONCLUIDOS CADA UNO DE LOS LOTES DE OBRA”, identificado IF-2026-111892990-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que, en relación a la depreciación, constituye un componente relevante de la determinación del resultado fiscal del proyecto, ya que reduce la base imponible sobre la cual se calcula el impuesto a las ganancias.

Que, como ya se señaló, la vida útil base considerada para el CAPEX es de TREINTA Y CINCO (35) años y considerando el régimen de depreciación acelerada previsto en el RIGI, la vida depreciable queda determinada en VEINTIÚN (21) años, equivalente a DOSCIENTOS CINCUENTA Y DOS (252) meses.

Que, asimismo, la depreciación se determina en forma lineal mensual sobre el CAPEX correspondiente a cada lote, sin indexación adicional.

Que, el inicio de la depreciación no se produce durante la construcción, sino que, para cada lote, la activación se produce en el mes posterior a la terminación de su construcción y se mantiene durante el plazo establecido.

Que, la depreciación mensual de cada lote se incorpora al cálculo del resultado fiscal y, por lo tanto, el tratamiento adoptado tiene incidencia directa sobre el impuesto a las ganancias y, en consecuencia, sobre el flujo neto utilizado para determinar la Tarifa COP máxima.

Que, la determinación de la Tarifa COP máxima se realiza como variable de cierre del flujo de fondos buscando el valor de remuneración que permita que el valor actual neto de los flujos del proyecto resulte igual a cero, utilizando la tasa de descuento adoptada TRECE COMA SESENTA Y NUEVE POR CIENTO (13,69%).

Que, la Tarifa COP máxima así obtenida asciende a DÓLARES MIL SEISCIENTOS SESENTA Y SEIS

MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y TRES (USD 1.666.783.563), sin IVA, de acuerdo con el flujo de fondos que se detalla en el Anexo “FLUJO DE FONDOS TARIFA COP MAXIMA”, identificado IF-2026-111861655-APN-UARYEE#ENREGE que integra este acto.

Que, en cuanto a la remuneración total se distribuye entre los DIEZ (10) lotes que integran el proyecto, de acuerdo con los porcentajes de participación asignados a cada uno de ellos sobre la Remuneración COP.

Que, en particular, los lotes UNO (1), DOS (2), CUATRO (4) y SIETE (7) representan individualmente el DIEZ POR CIENTO (10,00%) de la remuneración total, equivalente a DÓLARES CIENTO SESENTA Y SEIS MILLONES SEISCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS (USD 166.678.356) cada uno.

Que, por su parte, los lotes TRES (3), SEIS (6) y DIEZ (10) participan con el QUINCE POR CIENTO (15,00%) cada uno, lo que representa una remuneración base de DÓLARES DOSCIENTOS CINCUENTA MILLONES DIECISIETE MIL QUINIENTOS TREINTA Y CINCO (USD 250.017.535) por lote.

Que, asimismo, los lotes CINCO (5), OCHO (8) y NUEVE (9) tienen una participación individual del CINCO POR CIENTO (5,00%), equivalente a DÓLARES OCHENTA Y TRES MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL CIENTO SETENTA Y OCHO (USD 83.339.178) cada uno.

Que, el plazo de remuneración considerado es de SIETE (7) años, equivalente a OCHENTA Y CUATRO (84) meses por lote. La realización del cobro se efectivizará a los NOVENTA (90) días de la finalización constructiva, luego de efectuada la correspondiente supervisión y aprobación de la obra.

Que, en relación al impuesto a las ganancias se determina a partir del resultado fiscal del proyecto. La base gravable surge de los ingresos del proyecto menos la depreciación correspondiente a los activos, considerando además el tratamiento de quebrantos previsto en el proyecto.

Que, la alícuota utilizada para el cálculo es del VEINTICINCO POR CIENTO (25%), según RIGI. El proyecto contempla asimismo el impuesto sobre los débitos y créditos, calculado sobre los movimientos correspondientes y computado como crédito fiscal a favor, conforme al tratamiento adoptado.

Que, el impuesto resultante se incorpora mensualmente al flujo de fondos. Por lo tanto, el efecto fiscal no se analiza en forma aislada, sino como parte del flujo económico que determina la Tarifa COP máxima.

Que, el impuesto a las ganancias neto incorporado al flujo, asciende a DÓLARES TRESCIENTOS DIECINUEVE MILLONES DOSCIENTOS OCHO MIL CUARENTA Y SEIS DÓLARES (USD 319.208.046).

Que, se considera como fecha de inicio del proyecto el mes agosto de 2027. Teniendo en cuenta la finalización del período de remuneración y del impuesto a las ganancias el proyecto COP se extiende hasta mayo de 2039, con una duración total de ONCE (11) años y DIEZ (10) meses. El Anexo “AMBA I - TARIFA COP MÁXIMA”, identificado IF-2026-111861748-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto, contiene un resumen de los supuestos y variables consideradas y los resultados alcanzados.

Que por otra parte, corresponde establecer la remuneración anual y el cuadro tarifario de referencia en su condición de Transportista Independiente (TI), aplicable al Concesionario de Obra Pública (Concesionario) adjudicatario de las obras denominadas “AMBA I”, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 24.065 (T.O. 2025).

Que cabe señalar que, la remuneración y los cargos tarifarios finales serán calculados en oportunidad de la habilitación comercial de los equipamientos que se incorporarán en las Etapas 1 y 2 del proyecto.

Que, a los efectos de determinar la remuneración de referencia, los cálculos económicos han sido proyectados a valores corrientes de noviembre de 2026, siguiendo los criterios metodológicos que se detallan a continuación.

Que los Costos de Operación y Mantenimiento (OyM) utilizados como base de referencia han sido calculados a partir de los costos unitarios por equipamiento específico validados para TRANSENER S.A. —para el sistema de alta tensión de 500 kV y de interconexión de 220 kV— y para TRANSBA S.A. —para redes de distribución troncal de 132 kV—, conforme a los parámetros determinados en las Revisiones Tarifarias Quinquenales 2025/2030 de ambas transportistas.

Que, con el objeto de evitar duplicaciones e ineficiencias en los cargos trasladados a los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se ha procedido al aislamiento del costo de seguros ordinarios, deduciendo de las tarifas estándar de OyM la porción asignada a seguros generales, la cual resulta representativa de un NUEVE POR CIENTO (9%) en la matriz de costos de TRANSENER S.A. y de un TRES POR CIENTO (3%) en la de TRANSBA S.A., estableciéndose que el costo derivado de la administración de la cobertura Todo Riesgo Operacional se calcule e incorpore de forma independiente.

Que el cuadro de equipamientos a remunerar, que como Anexo “TARIFA TI REFERENCIA DE EQUIPAMIENTO A REMUNERAR”, identificado IF-2026-111861863-APN-UARYEE#ENREGE que integra este acto, contempla las cantidades de instalaciones que se incorporarán a partir de la habilitación comercial de cada una de las etapas del proyecto.

Que, conforme surge de los cálculos realizados para los costos acumulados de las Etapas 1 y 2 —sin incluir el costo de seguro, el cual se reconoce de manera independiente—, el costo total anual de operación y mantenimiento asciende a la suma de PESOS ONCE MIL SEISCIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y SIETE ($ 11.673.151.387) a valores de noviembre de 2026, discriminándose por tipo de equipamiento de la siguiente manera: PESOS SEISCIENTOS TREINTA Y UN MILLONES CIENTO CINCUENTA Y SEIS MIL CIENTO CINCUENTA Y CINCO ($ 631.156.155) para el Equipamiento de transmisión de Líneas de Alta Tensión de 500 kV; PESOS CUATRO MIL DOSCIENTOS TREINTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS SESENTA Y TRES MIL SETENTA Y SIETE ($ 4.231.963.077) para la Capacidad de Transformación (MVA); PESOS MIL QUINIENTOS TREINTA Y SEIS MILLONES CUARENTA Y CINCO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y OCHO ($ 1.536.045.858) para la Potencia Reactiva (MVAr); y PESOS CINCO MIL DOSCIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y SIETE ($ 5.273.986.297) para el Equipamiento de Conexión de 500/220/132 kV.

Que, en lo atinente a la Póliza Todo Riesgo Operacional (OAR), se procedió al análisis matemático de la póliza real N° 689401 emitida por NACIÓN SEGUROS SOCIEDAD ANÓNIMA para TRANSENER S.A., fija una Tasa Técnica Real del CERO COMA CIENTO NOVENTA Y UNO POR CIENTO (0,191%) anual.

Que dicha tasa real convalida el piso técnico estimado del CERO COMA VEINTE POR CIENTO (0,20%) para el proyecto “AMBA I”; no obstante lo cual, las mayores exigencias regulatorias impuestas al proyecto licitado —consistentes en un seguro que como mínimo cubra Daño Material a valor de reposición a nuevo, Rotura de Maquinaria, Pérdida de Ingresos por un mínimo de VEINTICUATRO (24) meses, Responsabilidad Civil hacia terceros y Catástrofes Naturales—, sumadas al Riesgo Concentrado derivado de tratarse de un único

megaproyecto localizado en la Estación Transformadora (ET) Plomer y sus vinculaciones, explican y justifican la adopción de una tasa del CERO COMA VEINTICINCO POR CIENTO (0,25%) para la estructuración de la Tarifa TI.

Que los valores asegurados de los bienes a remunerar en cada etapa del proyecto y la prima de seguro resultante fueron determinados tomando como suma asegurada el valor del equipamiento a cargo de la Transportista Independiente (TI).

Que, a partir de la habilitación comercial de la Etapa 1, la prima pura de la póliza a reconocer es de PESOS UN MIL DOSCIENTOS DOCE MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL CIEN ($ 1.212.944.100), y a partir de la habilitación de la obra completa la prima de seguro resultante es de PESOS UN MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS MILLONES CIENTO OCHENTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS SETENTA ($ 1.796.186.970).

Que, a fin de determinar los ingresos anuales que remuneran la operación y mantenimiento de las instalaciones a partir de su habilitación comercial, se utilizó la metodología del flujo de fondos descontados para la totalidad de la empresa —denominado comúnmente free cash flow—, en cuyo cálculo intervienen las variables que seguidamente se precisan.

Que, respecto de los costos operativos, se incorporaron en el cálculo de la remuneración aquellos resultantes de los criterios expuestos en los considerandos precedentes.

Que el Valor Esperado de las Sanciones con Calidad Objetivo (VESCO) ha sido incorporado de manera explícita dentro del flujo de fondos del proyecto como un egreso de carácter regulatorio necesario que refleja el estándar de calidad objetivo requerido para la operación estable del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), constituyendo un reconocimiento económico adicional en las tarifas de transporte eléctrico destinado a cubrir el costo previsible de las penalidades por indisponibilidad física del equipamiento cuando la calidad se encuentra dentro del objetivo requerido.

Que, al constituir “AMBA I” una ampliación física que se acoplará directamente al SADI y cuya operación impactará en los indicadores globales de la transportista principal, resulta metodológicamente correcto aplicar de forma simétrica sobre el flujo de fondos de “AMBA I” el mismo VESCO del UNO COMA NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (1,95%) vigente para TRANSENER S.A. en el presente período tarifario.

Que, en concepto de supervisión de la transportista, se integra un cargo anual del DOS COMA CINCO POR CIENTO (2,5%) calculado sobre el total de la remuneración imponible, destinado a solventar las tareas de control técnico y fiscalización de obras a cargo de la transportista concesionaria principal.

Que, en cuanto a la amortización de bienes de uso, se considera la amortización de la obra con una tasa de línea recta en un plazo de TREINTA Y CINCO (35) años a los fines de su reposición a partir de su habilitación comercial, reconociéndose el valor amortizado en el año 1 como inversión en el año 2, y así sucesivamente.

Que la tasa de retorno del flujo de fondos utilizada para determinar la remuneración del Concesionario desde la habilitación comercial de la ampliación es la aprobada mediante la Resolución ENRE N° 236 de fecha 3 de abril de 2025, la cual determinó una tasa de rentabilidad sobre activos en términos reales y después de impuestos del SEIS COMA CUARENTA Y OCHO POR CIENTO (6,48%), equivalente a una tasa en términos reales antes de impuestos del NUEVE COMA NOVENTA Y SIETE POR CIENTO (9,97%), aplicable para fijar la remuneración de la Transportista en extra alta tensión y de las transportistas troncales en la Revisión Quinquenal

Tarifaria (RQT) 2025-2030.

Que, en relación con el plazo del flujo de fondos, la remuneración inicial se calcula para un plazo de SEIS (6) años, considerando la habilitación comercial de forma escalonada de las diferentes etapas de la ampliación, determinándose una remuneración única y un cuadro tarifario único cuyos cargos por equipamiento son aplicables a las instalaciones que entren en servicio en las Etapas 1 y 2.

Que el Escenario de Etapa 1 —comprendido entre el 1° de marzo de 2031 y el 31 de diciembre de 2031— contempla la habilitación comercial y puesta en marcha de un núcleo de infraestructura base esencial compuesto por NOVENTA Y OCHO (98) kilómetros de Líneas de Alta Tensión (LEAT 500 kV Plomer–Atucha), una capacidad nominal de transformación de OCHOCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MEGAVOLTAMPERIOS (855 MVA), compensación reactiva de CIENTO TREINTA Y DOS MEGAVOLTAMPERIOS REACTIVOS (132 MVAr) y VEINTISIETE (27) conexiones operativas —DOCE (12) campos de 500 kV y QUINCE (15) campos de 220 kV—, conforme el detalle obrante en el citado Anexo, identificado IF-2026-111861863-APN-UARYEE#ENREGE, que integra este acto.

Que en el Escenario de Obra Completa —correspondiente a las Etapas 1 y 2 integradas—, al concluirse de forma integral el proyecto “AMBA I”, se adicionan los activos de la Etapa 2 consistentes en MIL TRESCIENTOS CINCO MEGAVOLTAMPERIOS (1.305 MVA) adicionales de transformación, SEISCIENTOS CINCUENTA Y DOS MEGAVOLTAMPERIOS REACTIVOS (652 MVAr) de potencia reactiva —que incluye el sistema dinámico STATCOM— y DIEZ (10) nuevos campos de conexión de 132 kV, de acuerdo al detalle del Anexo antes mencionado que integra este acto.

Que, respecto de las revisiones tarifarias, el Período de Operación y Mantenimiento (OyM) se extenderá por QUINCE (15) años contados desde la Fecha Máxima de Habilitación Comercial de la Etapa 2 (HCE2), estableciéndose que la remuneración inicial y el cuadro tarifario resultante serán revisados cada CINCO (5) años a partir de la referida fecha de la HCE2.

Que la remuneración inicial será la vigente durante el primer período tarifario de la Concesionaria, el cual se inicia con la habilitación comercial de las instalaciones de la Etapa 1 de la obra —prevista para el 1° de marzo de 2031— y abarca hasta la finalización del primer período de CINCO (5) años contado desde la habilitación comercial de la Etapa 2.

Que del flujo de fondos correspondiente al primer período tarifario, que como Anexo “DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TARIFA TI”, identificado IF-2026-111893080-APN-UARYEE#ENREGE que integra este acto, resulta una Remuneración Total Anual Regulada que asciende a PESOS TREINTA Y TRES MIL SETECIENTOS VEINTISIETE MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y SIETE ($ 33.727.151.987) expresados a valores de noviembre de 2026, sin IVA.

Que corresponde dejar expresamente señalado que en el flujo de fondos confeccionado a fin de determinar la remuneración de OyM del Concesionario no fueron considerados los incentivos fiscales derivados del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI).

Que, para el cálculo de los cargos tarifarios a partir del ingreso anual obtenido y a los efectos de su recaudación, conforme las cantidades de cada tipo de equipamiento y niveles de tensión, se determinaron los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado, dividiendo la remuneración regulada de manera estricta según el peso relativo de los costos de OyM por clase de equipamiento, expresados a pesos de noviembre de 2026.

Que los cargos tarifarios de referencia resultantes se encuentran en el Anexo “VALORES HORARIOS A APLICAR AL EQUIPAMIENTO REMUNERADO”, identificado IF-2026-111893080-APN-UARYEE#ENREGE que integra este acto.

Que, en lo concerniente al mecanismo de actualización, los referidos cargos tarifarios se ajustarán mensualmente, en forma automática, sobre la base de los índices previstos en el mecanismo de actualización de las concesionarias de transporte de energía eléctrica calculado por este Ente Regulador.

Que por último, como ya se mencionara, el artículo 35 del Anexo de la Resolución N° 83/2026 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dispone que este Ente Nacional calcule la Tarifa COP máxima y, previa instrucción de esa SECRETARÍA, le dará publicidad mediante convocatoria a audiencia pública con una antelación de VEINTE (20) días corridos a la fecha fijada para su realización; que contará con un plazo de DIEZ (10) días desde que fuera celebrada la audiencia pública para remitir a la SECRETARÍA un informe con su resultado; y que la Tarifa COP máxima será la que resulte aprobada por esa SECRETARÍA.

Que no obstante lo anterior, la SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante la Nota NO-2026-108361781-APN-SE#MEC, y a fin de no demorar el procedimiento, imparte la instrucción prevista en el citado artículo 35, de modo que este Ente Nacional, una vez calculada la Tarifa COP Máxima, proceda sin más trámite a convocar a la audiencia pública, sin necesidad de aguardar una nueva comunicación de esa SECRETARÍA.

Que a tales efectos, se solicita que, una vez realizados los cálculos requeridos, este Ente Nacional disponga los actos preparatorios de la audiencia (formación del expediente, designación de sus autoridades, habilitación del registro de participantes, puesta a disposición de la documentación pertinente y publicaciones de rigor), de modo que, una vez determinada la Tarifa COP Máxima, se dicte sin demora el acto de convocatoria.

Que celebrada la audiencia pública, se requiere a este Ente Nacional remita a esa SECRETARÍA, dentro del plazo de DIEZ (10) días previsto en la norma citada, el informe con su resultado, a fin de que esa SECRETARÍA proceda a la aprobación de la Tarifa COP Máxima.

Que lo instruido se corresponde con el carácter prioritario de la Obra declarado por la Resolución ME N° 715/2025 y con los plazos determinados para el proceso licitatorio

Que, en función de todo lo expuesto, resulta procedente aprobar el cálculo y determinación de la Tarifa COP máxima, la cual asciende a DÓLARES MIL SEISCIENTOS SESENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y TRES (USD 1.666.783.563) sin IVA que remunera la inversión realizada en la construcción de la Ampliación COP denominada “AMBA I”; aprobar el cálculo y determinación de la Tarifa TI de referencia, por la operación y mantenimiento del equipamiento una vez habilitada comercialmente la Ampliación COP la cual asciende a PESOS TREINTA Y TRES MIL SETECIENTOS VEINTISIETE MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y SIETE ($ 33.727.151.987) a pesos de noviembre de 2026 sin IVA; y convocar a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre la Tarifa COP máxima y la Tarifa TI de referencia.

Que en este sentido, el artículo 55 inciso j) de la Ley N° 24.065 establece entre las funciones y facultades del ENReGE la de organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en esa ley.

Que dicha Audiencia Pública se regirá por el procedimiento establecido por Decreto N° 1172 de fecha 3 de diciembre de 2003, receptado por la Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de enero de 2004.

Que, en efecto, por Resolución ENRE N° 30/2004, el Ente Regulador resolvió adoptar como Reglamento de Audiencias Públicas el “Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional” y el “Formulario de inscripción para Audiencias Públicas del Poder Ejecutivo Nacional” que, como Anexos I y II, forman parte integrante del Decreto N° 1172/2003.

Que cabe señalar que, el análisis pormenorizado de los distintos aspectos mencionados precedentemente, como así también, los cálculos que avalan la Tarifa COP máxima y Tarifa TI de referencia que se propician aprobar a través del dictado de la presente, están contenidos en el Informe Técnico elaborado por la UNIDAD ANÁLISIS REGULATORIO Y ESTUDIOS ESPECIALES (UARyEE), identificado como IF-2026-111880668-APN-UARYEE#ENREGE.

Que se ha emitido el dictamen jurídico exigido por el artículo 7 inciso d) punto (ii) de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549.

El Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado del presente acto, en virtud de lo dispuesto en el artículo 161 de la Ley N° 27.742, el artículo 55, incisos a), d), j) y s) de la Ley N° 24.065 (T.O. 2025), los artículos 1 y 11, incisos a), c, y h) del Decreto N° 452 de fecha 4 de julio de 2025; el Decreto N° 318 de fecha 4 de mayo de 2026; y el artículo 35 del Anexo de la Resolución SE N° 83 de fecha 1 de abril de 2026.

Por ello,

EL DIRECTORIO

DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD

RESUELVE

ARTÍCULO 1.- Apruébase el cálculo y determinación de la Tarifa COP máxima que remunera la inversión realizada en la construcción de la Ampliación COP denominada “AMBA I”, la cual asciende a DÓLARES MIL SEISCIENTOS SESENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y TRES (USD 1.666.783.563), sin IVA.

ARTÍCULO 2.- Apruébase el cálculo y determinación de la Tarifa TI de referencia por la operación y mantenimiento del equipamiento una vez habilitada comercialmente la Ampliación COP, la cual asciende a PESOS TREINTA Y TRES MIL SETECIENTOS VEINTISIETE MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y SIETE ($ 33.727.151.987) a pesos de noviembre de 2026 sin IVA.

ARTÍCULO 3.- Convócase a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre la tarifa COP máxima y la tarifa TI de referencia aprobadas en los artículos 1 y 2 del presente acto.

ARTÍCULO 4.- La Audiencia Pública se celebrará el día 16 de diciembre de 2026 a las DIEZ HORAS (10:00 h), su visualización y participación se realizará mediante una plataforma digital y su desarrollo se trasmitirá en simultáneo a través de una plataforma de streaming, la que será informada en la página web del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD (ENReGE)

(https://www.argentina.gob.ar/enrege)

ARTÍCULO 5.- El procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas aprobado por Decreto N° 1172 de fecha 3 de diciembre de 2003, adoptado por Resolución ENRE N° 30 de fecha 15 de enero de 2004 y, según las instrucciones contenidas en el sitio web indicado en el artículo 4.

ARTÍCULO 6.- La Audiencia Pública será presidida por la Lic. Cristina TONNELIER y, en forma conjunta y/o alternada y/o sucesiva por el Dr. Juan Martín ARRECHEA, pudiendo designar funcionarios competentes en su reemplazo, quienes serán asistidos por el Jefe de Unidad Servicios Jurídicos - Electricidad Doctor Sergio Enrique Víctor BERGOGLIO y/o su alterna Doctora Liliana Beatriz GORZELANY y/o quienes ellos designen en su reemplazo.

ARTÍCULO 7.- Desígnase como Instructor a la Unidad de Secretaría de Directorio.

ARTÍCULO 8.- La implementación, coordinación y organización de la Audiencia Pública estará a cargo de las Unidades de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales, de Servicios Jurídicos - Electricidad, de Secretaría de Directorio, y de Administración – Electricidad.

ARTÍCULO 9.- Podrá participar en la Audiencia Pública toda persona física o jurídica, pública o privada que invoque un derecho subjetivo, interés simple o derecho de incidencia colectiva, conforme los requisitos previstos en el Procedimiento de Audiencia Pública aprobado por Decreto N° 1172/2003, adoptado por Resolución ENRE N° 30/2004. Las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas podrán participar por medio de sus representantes, acreditando personería mediante el instrumento legal correspondiente -debidamente certificado-, admitiéndose la intervención de un solo orador en su nombre. A tales fines deberán inscribirse vía web en el correspondiente Registro de Participantes, debiendo cumplir con la totalidad de los requisitos allí establecidos. Completados los requisitos y validados por el organismo, se remitirá la constancia de inscripción al correo electrónico declarado.

ARTÍCULO 10.- Habilítase, a partir de las CERO HORAS (00:00 h) del día 1 de diciembre de 2026 y hasta las VEINTITRÉS HORAS CINCUENTA Y NUEVE MINUTOS (23:59 h) del día 13 de diciembre de 2026, el Registro de Participantes al que se podrá acceder a través de la página web del ENReGE (https://www.argentina.gob.ar/enrege).

ARTÍCULO 11.- En oportunidad de la inscripción, quien solicite participar como expositor en la Audiencia Pública deberá manifestarlo expresamente en el Formulario de Inscripción, realizando en su parte pertinente un resumen que refleje el contenido de la exposición; pudiendo adjuntar, en archivo PDF, un informe de la exposición a realizar, así como toda otra documentación y/o propuesta relativa al objeto de la Audiencia Pública.

ARTÍCULO 12.- En la Audiencia Pública, las personas físicas que se hayan inscripto como participantes tendrán derecho a UNA (1) intervención oral de CINCO MINUTOS (5 min) y los representantes de las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas que se hayan inscripto como participantes, tendrán derecho a UNA (1) intervención oral de DIEZ MINUTOS (10 min).

ARTÍCULO 13.- El informe de cierre, que contendrá la descripción sumaria de las intervenciones e incidencias de la Audiencia Pública, sin apreciación alguna sobre su contenido, se publicará en el Boletín Oficial de la República Argentina y en la página web del ENReGE (www.argentina.gob.ar/enrege) en el plazo de DIEZ (10) días, contados desde la finalización de la Audiencia Pública.

ARTÍCULO 14.- Remítase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, de acuerdo a lo establecido en el artículo 35 del Anexo de la Resolución SE N° 83/2026, un informe final con el resultado de la Audiencia Pública; a los efectos de que la SECRETARÍA DE ENERGÍA apruebe la Tarifa COP máxima que será informada en el proceso licitatorio de la obra “AMBA I”, identificado Licitación Pública Nacional e Internacional de Etapa Múltiple N.° 34-0003-LPU26.

ARTÍCULO 15.- Publíquese la convocatoria por DOS (2) días consecutivos en el Boletín Oficial de la República Argentina, en por lo menos DOS (2) diarios de circulación nacional y en la página web del ENReGE.

ARTÍCULO 16.- Hágase constar en la publicación:

a) El objeto de la Audiencia definido en el artículo 3 de la presente resolución;

b) Que el procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas aprobado por Decreto N° 1172/2003, adoptado por Resolución ENRE N° 30/2004;

c) La designación de los Presidentes y los Instructores dispuesta en los artículos 6 y 7 precedentes;

d) Fecha y hora de la Audiencia. Que la visualización y participación se realizará mediante una plataforma digital y se desarrollará en simultáneo por transmisión en vivo a través una plataforma de streaming, la que será informada mediante la página web del ENReGE (https://www.argentina.gob.ar/enrege);

e) Que podrá tomarse vista de las actuaciones de manera virtual a través de la página web del ENReGE, a partir de las CERO HORAS (00:00 h) del día 24 de noviembre de 2026;

f) Que podrá participar toda persona física o jurídica, pública o privada, que invoque un derecho subjetivo, interés simple o derecho de incidencia colectiva, conforme los requisitos previstos en el procedimiento de Audiencia Pública aprobado por Resolución ENRE N° 30/2004. Las personas jurídicas, organismos o entidades interesadas podrán participar por medio de sus representantes, acreditando personería mediante el instrumento legal correspondiente debidamente certificado, admitiéndose la intervención de un solo orador en su nombre;

g) Que quienes deseen participar deberán inscribirse en forma previa, a partir de las CERO HORAS (00:00 h) del día 1 de diciembre de 2026 y hasta las VEINTITRÉS HORAS CINCUENTA Y NUEVE MINUTOS (23:59 h) del día 13 de diciembre de 2026, en el Registro de Participantes. En oportunidad de la inscripción, quien solicite participar como expositor en la Audiencia Pública deberá manifestarlo expresamente en el Formulario de Inscripción, realizando en su parte pertinente un resumen que refleje el contenido de la exposición; pudiendo adjuntar un informe, en archivo PDF, de la exposición a realizar, así como toda otra documentación y/o propuesta relativa al objeto de la Audiencia Pública;

h) Que el informe de cierre se publicará en el Boletín Oficial de la República Argentina y en la página web del ENReGE (www.argentina.gob.ar/enrege), en el plazo de DIEZ (10) días, contados desde la finalización de la Audiencia Pública.

ARTÍCULO 17.- Notifíquese a la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN TRANSENER SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSENER S.A.), la EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES SOCIEDAD ANÓNIMA (TRANSBA S.A.), la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDENOR S.A.) y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD

ANÓNIMA (EDESUR S.A), en los términos del artículo 41 del Decreto N° 1759/72 (T.O.2017), junto con los IF-2026-111861352-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892951-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892990-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861464-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111893025-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892876-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861655-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861748-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861863-APN-UARYEE#ENREGE e IF-2026-111893080-APN-UARYEE#ENREGE, que forman parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 18.- Comuníquese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), a las asociaciones de usuarios registradas en el Registro Nacional de Asociaciones de Consumidores (RNAC) de la SUBSECRETARÍA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR Y LEALTAD COMERCIAL, a la COMISIÓN DE USUARIOS RESIDENCIALES (CUR), a la ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA), a la ASOCIACIÓN DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGUEERA), a la ASOCIACIÓN DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (AGEERA), a la ASOCIACIÓN DE TRANSPORTISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ATEERA) y a la ASOCIACIÓN DE ENTES REGULADORES ELÉCTRICOS (ADERE), en los términos previstos en el artículo 41 del Decreto N° 1759/72 - T.O. 2017, junto con los IF-2026-111861352-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892951-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892990-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861464-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111893025-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111892876-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861655-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861748-APN-UARYEE#ENREGE, IF-2026-111861863-APN-UARYEE#ENREGE e IF-2026-111893080-APN-UARYEE#ENREGE, que forman parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 19.- Comuníquese la presente resolución a la DEFENSORÍA DEL PUEBLO DE LA NACIÓN y a la DIRECCIÓN NACIONAL DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR Y ARBITRAJE DEL CONSUMO.

ARTÍCULO 20.- Invítese a participar a las autoridades sectoriales de la PROVINCIA DE BUENOS AIRES y de la CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES, así como a las Defensorías del Pueblo de ambas jurisdicciones.

ARTÍCULO 21.- Regístrese, comuníquese, publíquese por DOS (2) días consecutivos, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

Digitally signed by FALZONE Hector Sergio
Date: 2026.11.19 17:57:21 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Hector Sergio Falzone
Vocal Tercero
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

Digitally signed by LAMBERTINI Griselda
Date: 2026.11.19 18:02:31 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Griselda Lambertini
Vocal Segunda
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

Digitally signed by NACHON Marcelo Alejandro
Date: 2026.11.19 18:03:10 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Marcelo Alejandro Nachon
Vocal Primero
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

Digitally signed by SERRA Vicente
Date: 2026.11.19 18:05:03 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Vicente Serra
Vicepresidente
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2026.11.19 18:05:07 -03:00