

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**ARGENTINA**

**LÍNEA DE CRÉDITO CONDICIONAL PARA PROYECTOS DE INVERSIÓN  
(CCLIP): INVERSIONES PARA PROMOVER LA DESCARBONIZACIÓN DEL  
SECTOR ENERGÉTICO EN ARGENTINA  
(AR-O0020)**

**PROGRAMA FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PFTEE)  
(AR-L1354)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Edwin Malagón, Virginia Snyder (ENE/CAR), Jefes de Equipo; Juliana Almeida (CSD/CCS), Jefe de Equipo Alterno; Cecilia Correa, Javier Cuervo, Eric Daza, José Irigoyen, Edwin Mejía, Stephanie Suber, Amanda Beaujon, Loana Vega (INE/ENE); Roberto Laguado (VPC/FMP); María Pesado (CSC/CAR); Ana Niubo (VPS/FMP); Juan Casalino (LEG/SGO); Pauline Ravillard (SPD/SDV); Julio Rojas, Robert Langstroth (VPS/ESG).

De conformidad con la Política de Acceso a Información el presente documento está sujeto a divulgación pública.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>1</b>
<b>I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS .....</b>	<b>2</b>
A. Antecedentes, Problemática y Justificación .....	2
B. Objetivos, Componentes y Costo .....	12
C. Indicadores Clave de Resultados.....	13
<b>II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS .....</b>	<b>13</b>
A. Instrumentos de Financiamiento .....	13
B. Riesgos Ambientales y Sociales .....	16
C. Riesgos Fiduciarios .....	17
D. Otros Riesgos y Temas Clave.....	17
<b>III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....</b>	<b>19</b>
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	19
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados .....	21

ANEXOS	
Anexo I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II	Matriz de Resultados
Anexo III	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS REQUERIDOS (EER)	
EER#1	<a href="#">Plan de Ejecución Plurianual (PEP) / Plan Operativo Anual (POA)</a>
EER#2	<a href="#">Plan de Monitoreo y Evaluación (PME)</a>
EER#3	<a href="#">Resumen de la Revisión Ambiental y Social (ESRS)</a>
EER#4	<a href="#">Plan de Adquisiciones (PA)</a>

ENLACES ELECTRÓNICOS OPCIONALES (EEO)	
EEO#1	<a href="#">Análisis Económico del Proyecto</a>
EEO#2	<a href="#">Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP)</a>
EEO#3	<a href="#">Análisis Regulatorio y Sectorial</a>
EEO#4	<a href="#">Herramienta de Acompañamiento de Ejecución</a>
EEO#5	<a href="#">Reglamento Operativo del Programa (ROP)</a>
EEO#6	<a href="#">Análisis Técnico-Económico Obras Río Negro-Neuquén</a>
EEO#7	<a href="#">Análisis Técnico-Económico Obras Catamarca</a>
EEO#8	<a href="#">Anexo de Cambio Climático</a>
EEO#9	<a href="#">Anexo de Género y Diversidad</a>
EEO#10	<a href="#">Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) Obras Río Negro-Neuquén y Catamarca</a>
EEO#11	<a href="#">Anexo de Digitalización</a>
EEO#12	<a href="#">Evaluación Ambiental y Social Estratégico de la CCLIP (EASE)</a>
EEO#13	<a href="#">Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS)</a>
EEO#14	<a href="#">Filtro de Política de Salvaguardias (E&amp;S)</a>
EEO#15	<a href="#">Lista Obras Preidentificadas</a>

ABREVIATURAS	
AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
AT	Alta Tensión
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista
CC	Cambio Climático
CCLIP	Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
CO	Capital Ordinario
DISTRO	Empresas de Transporte por Distribución Troncal
EASE	Evaluación Ambiental y Social Estratégica
EE	Eficiencia Energética
EEP	Equipo de Ejecución del Programa
IAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	Energía No Suministrada
ER	Energías Renovables
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESRS	Resumen de la Revisión Ambiental y Social (ESRS)
ET	Estaciones Transformadoras
FMI	Fondo Monetario Internacional
FFTEF	Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWh	Gigavatios-hora
kV	Kilovoltios
MGAS	Marco de Gestión Ambiental y Social
MPAS	Marco de Políticas Ambientales y Sociales
MW	Megavatios
MWh	Megavatios-hora
NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
NDAS	Normas de Desempeño Ambiental y Social
LT	Líneas de Transmisión
OE	Organismo Ejecutor
O&M	Operación y Mantenimiento
PACI	Plataforma para el Análisis de la Capacidad Institucional
PcD	Personas con Discapacidad
PFTE	Plan Federal de Transporte Eléctrico
PGAS	Planes de Gestión Ambiental y Social
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
LPTE	Lineamientos para un Plan de Transición Energética

ABREVIATURAS	
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SEA	Secretaría de Energía de Argentina
SGAS	Sistema de Gestión Ambiental y Social
STEM	<i>Science, Technology, Engineering, and Mathematics</i>
VBG	Violencia Basada en Género

## RESUMEN DEL PROYECTO

## ARGENTINA

LÍNEA DE CRÉDITO CONDICIONAL PARA PROYECTOS DE INVERSIÓN (CCLIP): INVERSIONES PARA PROMOVER LA  
DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN ARGENTINA

(AR-00020)

## PROGRAMA FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PFTEE)

(AR-L1354)

## Términos y Condiciones Financieras

Términos y Condiciones Financieras					
Prestatario:				Facilidad de Financiamiento Flexible <sup>(d)</sup>	
República Argentina				Plazo de amortización:	25 años
Organismo Ejecutor (OE):				Periodo de desembolso:	5 años
El Prestatario por intermedio de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF)				Periodo de gracia:	5,5 años <sup>(e)</sup>
Fuente	CCLIP (US\$)	Primera Operación (US\$)	%	Tasa de interés:	Basada en SOFR
BID (Capital Ordinario) <sup>(a)</sup> :	1.140.000.000	200.000.000	43	Comisión de inspección y vigilancia:	(f)
				Comisión de crédito:	(f)
Aporte Local <sup>(b)</sup> : Cofinanciamiento Banco Europeo de Inversiones (BEI) Cofinanciamiento Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) Presupuesto Nacional	0	264.000.000	57	Vida Promedio Ponderada:	15,25 años
		112.000.000 <sup>(c)</sup>		Moneda de Aprobación	Dólares de los Estados Unidos de América (US\$)
		112.000.000 <sup>(c)</sup>			
		40.000.000			
Total:	1.140.000.000	464.000.000	100		

## Esquema del Proyecto

**Objetivo de la CCLIP:** El objetivo general de la CCLIP es contribuir a la descarbonización del sector energético, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y promover el desarrollo económico del país, a través de inversiones que permitan un suministro eléctrico sostenible, confiable y eficiente.

**Objetivo de la primera operación individual:** El objetivo general de la primera operación es contribuir con la descarbonización del sector eléctrico al disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero y al desarrollo humano, a través de la ampliación y modernización de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Los objetivos específicos son: (i) disminuir el uso de generación basada en combustibles fósiles; (ii) aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para la atención de nueva demanda y la inyección de energía renovable al sistema interconectado; (iii) mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico; y (iv) promover la participación de las mujeres en el programa.

**Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento de la primera operación individual.** Antes del primer desembolso de los recursos del préstamo, el prestatario, por intermedio del OE deberá presentar evidencia de: (i) la aprobación y entrada en vigor del Reglamento Operativo del Programa (ROP), en los términos y condiciones previamente acordados con el Banco; y (ii) la conformación de un Equipo de Ejecución del Programa (EEP) en el marco de la estructura operativa existente del FFTEF y la contratación y/o designación formal, según corresponda, del personal clave conformado, por al menos, los especialistas mencionados en ¶3.2. Véase las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso de carácter ambiental y social en el Anexo B del Resumen de la Revisión Ambiental y Social (ESRS).

**Condiciones contractuales especiales de ejecución de la primera operación individual.** El proyecto será ejecutado de acuerdo con las provisiones contractuales sobre temas ambientales, sociales, de salud y seguridad mencionadas en el Anexo B del ESRS.

**Excepciones a las políticas del Banco.** Se solicita una dispensa parcial a las disposiciones de las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras Financiadas por el Banco (GN-2349-15, ¶1.8) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-15, ¶1.13) con el fin de que firmas, individuos y bienes originarios de países no miembros del Banco puedan participar en los procesos de selección, adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI (¶3.9).

## Alineación Estratégica

Desafíos <sup>(g)</sup> :	SI <input checked="" type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input type="checkbox"/>
Temas Transversales <sup>(h)</sup> :	GE <input checked="" type="checkbox"/> y DI <input checked="" type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/> y ES <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input checked="" type="checkbox"/>

<sup>(a)</sup> En virtud del documento Mejora de las Salvaguardias Macroeconómicas (AB-2990), el desembolso de los recursos del préstamo estará sujeto a los siguientes límites máximos: (i) hasta un 15% durante los primeros 12 meses; (ii) hasta un 30% durante los primeros 24 meses; y (iii) hasta un 50% durante los primeros 36 meses, todos los cuales serán contados a partir de la fecha de aprobación del Préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco. Estos límites pueden resultar no aplicables en la medida en que se hayan cumplido los requisitos establecidos en la política del Banco, siempre que el prestatario haya sido notificado por escrito.

<sup>(b)</sup> Esta suma representa el total de recursos a ser aportados por el prestatario, que podrá incluir, los recursos que sean provistos por el BEI y AFD en el marco de cada operación individual de la CCLIP y, para esta operación individual, en virtud de los arreglos descritos en ¶2.1 y ¶2.2.

<sup>(c)</sup> Monto de €100.000.000 lo cual es equivalente a US\$112.000.000 según la tasa de cambio promedio febrero 2022.

<sup>(d)</sup> Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda, de tasa de interés, de productos básicos y de protección contra catástrofes. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.

<sup>(e)</sup> Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.

<sup>(f)</sup> La comisión de crédito y la de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

<sup>(g)</sup> SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).

<sup>(h)</sup> GE (Igualdad de Género) y DI (Diversidad); CC (Cambio Climático) y ES (Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

## I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Contexto Macroeconómico.** En marzo 2022 el Gobierno de la República Argentina (GdA) llegó a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) para refinanciar vencimientos por más de US\$40.000.000.000 entre 2022 y 2024. Entre los principales puntos del acuerdo, se prevé una ruta de ajuste fiscal hasta lograr el equilibrio en 2025, la eliminación gradual del financiamiento del Banco Central al Tesoro, aumento de tasas de interés y reducción de los subsidios a las tarifas energéticas. Para 2022, se espera que la economía crezca entre 3,5% y 4,5%. En 2021 la inflación alcanzó 50,9%, y para 2022 el mercado espera una aceleración hasta 55%. El déficit primario alcanzó 3% del Producto Interno Bruto en 2021, y el acuerdo con el FMI prevé que sea de 2,5% en 2022.
- 1.2 **Marco institucional del sector eléctrico.** La Secretaría de Energía de Argentina (SEA), dependiente del Ministerio de Economía, es la autoridad de aplicación de las leyes que regulan el sector energético, y tiene, entre otros, el objetivo de elaborar y ejecutar la política energética nacional. La Ley N°24.065 estableció el régimen legal del sector eléctrico y creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA) y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que se encarga de regular las actividades de transmisión a nivel nacional y distribución en el área metropolitana de Buenos Aires. Por su parte, los gobiernos provinciales establecieron sus entes reguladores para distribución siguiendo los lineamientos regulatorios e institucionales determinados por la ley.
- 1.3 **La transmisión de electricidad.** Está sujeta a contratos de concesión por un plazo de 95 años con empresas transportistas que vinculan a los generadores con los distribuidores y grandes usuarios de electricidad. Tales contratos otorgan a las empresas la exclusividad, lo que implica que el estado nacional no concederá a terceros o prestará por sí mismo el servicio en las áreas concesionadas. El transporte federal de electricidad puede ser de alta tensión y de distribución troncal. El de alta tensión (tensiones iguales o superiores a 220 Kilovoltios (kV)) está a cargo de TRANSENER S.A. El sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal con tensiones entre 132kV y 400kV (que vincula a los generadores con los distribuidores y grandes usuarios en una misma región) está a cargo de compañías denominadas Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO)<sup>1</sup>. Cada DISTRO tiene una concesión en una región del país (Figura 1). Estas empresas operan y mantienen la infraestructura establecida en la concesión y tienen a su cargo inversiones relacionadas con la calidad de servicio, pero no las ampliaciones de capacidad. Para la ampliación del sistema de transporte eléctrico se creó el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), el cual cuenta con un Comité de Administración y una estructura operativa a cargo de la gestión y ejecución de obras<sup>2</sup>. Las obras ejecutadas por el FFTEF son operadas y mantenidas por las DISTRO en el marco de sus contratos de concesión. El marco regulatorio establecido por la Ley N°24.065

---

<sup>1</sup> [Resolución S.E. 137/92.](#)

<sup>2</sup> El FFTEF está conformado por un presidente y un vocal (designados por SEA) y dos vocales designados por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

define el esquema de remuneración de estas empresas donde los cargos aprobados por el ENRE son transferidos a las tarifas de los usuarios.



Figura 1. Líneas de AT por concesión. Fuente: SEA, 2018

**1.4 El rol de la transmisión de energía eléctrica en transición energética.** La descarbonización de la economía mundial al 2050 requerirá de: (i) mayor electrificación del consumo de energía; (ii) un incremento significativo de la participación de Energías Renovables (ER); (iii) mayor Eficiencia Energética (EE); y (iv) desarrollo de infraestructura y digitalización. La transmisión de electricidad es fundamental para descarbonizar el sector eléctrico<sup>3</sup>. En primer lugar, las inversiones en transmisión, es decir expansión de Líneas de Transmisión (LT) de Alta Tensión (AT) y Estaciones Transformadoras (ET), aumentan la capacidad de los sistemas eléctricos para atender una mayor demanda, incluida la que se derive de la electrificación de consumos, como la carga de las baterías de vehículos eléctricos. Segundo, los sistemas de transmisión son clave para aumentar la inyección de ER a la red eléctrica ya que las centrales de generación requieren conectarse al sistema a través de LT. Contar con capacidad de transporte en toda la red es indispensable para poder adicionar nuevas plantas al sistema, siendo muchas veces una barrera importante<sup>4</sup>. Por otro lado, la capacidad insuficiente de transmisión genera problemas de tensión, especialmente en los extremos de las líneas de larga distancia, lo que obliga a utilizar generación forzada con plantas diésel para mantener los niveles de tensión adecuados. Las inversiones en el fortalecimiento de las redes de transmisión juegan un papel fundamental como habilitantes de la transición energética<sup>5,6</sup>, y demandarán principalmente recursos del sector público<sup>5</sup>, que a su vez facilitarán la participación privada en generación.

**1.5 Transición energética en Argentina.** El país cuenta con una dotación de recursos energéticos renovables<sup>7</sup> beneficiosa, en especial eólicos y solares, y un

<sup>3</sup> [Brown & Botterud, 2021](#).

<sup>4</sup> [SEA, 2021](#). La capacidad de transporte actual resulta insuficiente para poder adjudicar nuevos proyectos.

<sup>5</sup> [AIE, 2021](#). La mayor parte de las inversiones requeridas en desarrollo sostenible, después de la expansión de ER, es expansión y modernización de redes. Se requerirá duplicar las inversiones en redes.

<sup>6</sup> [Brown & Botterud, 2021](#).

<sup>7</sup> [PwC, 2017](#).



alto potencial hidroeléctrico, propicio para impulsar la descarbonización. Mediante la ratificación del Acuerdo de París, sumado al compromiso de la [Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional \(NDC\)](#) (establece no exceder la emisión neta de 359MtCO<sub>2</sub> al 2030), el país aumentó su ambición de reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 26% en relación con el compromiso de la primera NDC, se comprometió a aumentar su capacidad de adaptación a los impactos del Cambio Climático (CC) y alcanzar un desarrollo neutral en carbono al 2050<sup>8</sup>. En 2021, la SEA definió los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 (LPTE)<sup>9</sup>. Dichos lineamientos establecen directrices hacia la descarbonización de la matriz energética, y estima alcanzar 61% de la generación eléctrica con fuentes renovables al 2030, en función a una estructura productiva que sea inclusiva, dinámica, estable, federal, soberana y sostenible.

- 1.6 **La matriz energética argentina.** La matriz está actualmente dominada por hidrocarburos (85%), principalmente gas natural, que abastece 55% de la demanda primaria de energía, seguido por petróleo (29%) y carbón (1%). La bioenergía abastece el 5%, hidráulica 4%, nuclear 4%, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) 1%, y otros 1%<sup>10</sup>. En 2021, la composición de la matriz de generación eléctrica fue: generación térmica<sup>11</sup> (63,5%), hidráulica (17%), nuclear (7,2%), y ERNC (12,3%), lo que suma un total de 29,3% de ER. A su vez, dentro de las ERNC se incluye: eólica (74,2%), solar (12,6%), pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (6,7%), biomasa (4,2%) y biogás (2,3%)<sup>12</sup>. La demanda abastecida fue aproximadamente 141.000 Gigavatios-hora (GWh).
- 1.7 Aumentar la participación de las ER es fundamental para alcanzar las metas climáticas. De acuerdo con los escenarios energéticos considerados en los LPTE, al menos 95% de la expansión de la capacidad de generación hasta el 2030 será a base de ER, principalmente eólica, hidroeléctrica y solar. Esto representa una reducción entre el 52,7% y 64,2% de las emisiones de GEI del sector eléctrico. En esta dirección se han tenido avances significativos, como parte de la Ley N°27.191. La ley estableció alcanzar 20% de ERNC al 2025, a partir de la cual se implementaron mecanismos como el programa de subastas RenovAr y el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER), que permite a los grandes usuarios comprar energía a través de la libre negociación con empresas generadoras. Desde 2018, se han adjudicado 5.044,6 Megavatios (MW) de ERNC bajo RenovAr y 1.256MW bajo MATER, de los cuales aproximadamente 3.827MW se encuentran en operación comercial, representando una participación del 8,9% de la capacidad instalada en 2021<sup>13</sup>. Los LPTE consideran indispensable las inversiones en la ampliación y refuerzo del sistema de transmisión para la descarbonización de la matriz energética y atender la nueva demanda con ER. Se estima que se requerirán entre US\$2.875.000.000 y US\$5.575.000.000 para el escenario base y de mayor penetración (respectivamente) de ER al 2030.

<sup>8</sup> [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020.](#)

<sup>9</sup> [Resolución 1036/2021.](#)

<sup>10</sup> Ídem.

<sup>11</sup> Gas natural: 90%; gasoil y fueloil: 9%; y carbón: 1%.

<sup>12</sup> [CAMMESA, 2022.](#)

<sup>13</sup> [CAMMESA, 2022.](#)

- 1.8 **Problemática y justificación.** Para avanzar con la transición energética de Argentina, contribuir con la descarbonización del sector eléctrico y cumplir con las metas climáticas, se requiere aumentar la participación de las ER en la matriz energética, disminuir el consumo de combustibles fósiles altamente contaminantes como el diésel y abastecer la nueva demanda de electricidad de manera confiable y eficiente. Sin embargo, la insuficiencia de la infraestructura de transmisión eléctrica impide avanzar con estos tres frentes vitales, como se describe a continuación.
- 1.9 **Habilitar capacidad de transporte para incrementar la participación de ER.** Si bien Argentina ha avanzado en la incorporación de nuevas centrales de ER con los programas RenovAr y MATER, la insuficiencia en la capacidad de transporte de electricidad es una de las principales barreras para avanzar con la conexión de nuevos proyectos y alcanzar las metas esbozadas en la Ley N°27.191, así como en los escenarios LPTE. La instalación de las plantas de generación de ER se realiza donde se encuentra el recurso renovable, el cual generalmente está alejado de los centros de consumo (ej. eólica en las región Patagónica y solar fotovoltaica en noroeste). Por lo tanto, se requiere de una capacidad adecuada de transporte para poder conectar la oferta y la demanda (40% del consumo se concentra en el área metropolitana de Buenos Aires). Como medida provisional, la SEA estableció mecanismos para liberar capacidad de transporte asignada previamente a proyectos que no lograron un cierre financiero y así poder habilitar puntos de conexión para proyectos que contaran con condiciones adecuadas, en particular para el mercado de contratos entre privados<sup>14</sup>. Se estima que la infraestructura actual permitiría llegar solo a un 12% de participación de las ERNC. En el corto plazo se requiere al menos la construcción de 2.800km de LT<sup>15</sup>.
- 1.10 **Reducir el uso de combustibles líquidos altamente contaminantes.** En 2021, la generación con diésel tuvo un 3,8% de participación en la generación total, sin embargo, fue responsable del 13,1% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico. El uso de diésel se requiere principalmente para: (i) abastecer la demanda de electricidad en zonas ubicadas en los extremos de líneas de transmisión y distribución, donde la capacidad resulta insuficiente para mantener niveles de tensión adecuados; y (ii) abastecer zonas aisladas que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Existen actualmente 95 centrales diésel conectadas al SADI, las cuales tienen un peso importante en algunas provincias, como es el caso de Chaco y Catamarca donde, respectivamente el 55,1% y 22,6% de la generación local se produce con diésel. A estas se suman plantas que abastecen los sistemas aislados, aproximadamente 390MW. La generación con diésel resulta altamente contaminante e ineficiente, 840 kilogramos de CO<sub>2</sub> por cada Megavatio-hora (MWh) generado, frente a 469 en el caso del gas natural<sup>16,17</sup>. Adicionalmente, el costo de generación con diésel es el más alto, aproximadamente US\$200/MWh, más los costos de alquiler de plantas, generalmente a cargo de las provincias.

---

<sup>14</sup> [SEA, 2021.](#)

<sup>15</sup> [CADER, 2021.](#)

<sup>16</sup> IPCC, 2021.

<sup>17</sup> [Graus et al., 2007.](#)

- 1.11 **Abastecer la nueva demanda de electricidad de manera confiable y eficiente.** Entre 2022-2030 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica entre 1,7 y 2,4%, lo que implica una demanda adicional de 26.000GWh (según escenarios LPTE). Esta demanda espera incorporar el crecimiento vegetativo junto a la que se derive de la electrificación del consumo de energía, como vehículos eléctricos. En 2020, los sistemas de transporte por distribución troncal contaban con 20.835km de líneas y 17.517 Megavoltamperios (MVA) de capacidad de transformación. Esta capacidad ya resulta insuficiente para atender la demanda actual en condiciones adecuadas de confiabilidad y eficiencia, requiriendo, en ciertos puntos donde los niveles de voltaje se encuentran fuera de rango, de la instalación de generadores diésel, y donde no es posible tal instalación, del corte del servicio en las horas de mayor demanda, para poder mantener operando el resto del sistema, resultando esto último en un aumento de la Energía no Suministrada (ENS)<sup>18</sup>. Esta situación se agudizará con el tiempo, pues tampoco será posible atender la nueva demanda impidiendo conectar nuevos usuarios, afectando a la población y al sector productivo. Los niveles de calidad en estos sistemas presentan indicadores de falla superiores a los de la red de transmisión de AT de 500kV, 2,1 fallas cada 100km comparado con 0,3 respectivamente. A su vez, el noreste alcanza fallas de 3,8/100km de red, por encima del promedio (2/100km)<sup>19</sup>. Las inversiones para fortalecer y expandir el sistema han sido muy limitadas en los últimos años. Todas estas limitaciones afectan el sector de salud y educación. Las necesidades y urgencias que surgieron durante la emergencia del COVID-19, dejó clara la importancia de tener un servicio eléctrico confiable, eficiente, y seguro para el desarrollo educativo de niños y jóvenes.
- 1.12 **Solución.** Ante la problemática previamente descrita, en 2020 la SEA y el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE)<sup>20</sup> - organismo integrado por representantes de provincias argentinas- iniciaron un proceso de priorización de las inversiones necesarias para fortalecer los sistemas de transmisión eléctrica. El CFEE elaboró el Plan Federal de Transporte Eléctrico (PFTE) que cubre las 23 provincias. El PFTEF está a cargo de ejecutar las obras del PFTE. Las obras federales identificadas contribuirán a habilitar capacidad de transmisión para la conexión de ER en las provincias que cuenten con recursos renovables; eliminar generación a base de diésel, ya sea en puntas de línea o al interconectar zonas aisladas; y abastecer la demanda actual y futura de manera más eficiente al reducir las pérdidas eléctricas<sup>21</sup>, y con mayor confiabilidad. Las intervenciones consistirán en la construcción de líneas de transmisión en tensiones de 132kV y 220kV y ET. El PFTE tiene como criterio general beneficiar a los habitantes de todas las provincias, y contribuirá a lograr equidad y prosperidad para todos los habitantes del territorio argentino, al contar con un servicio eléctrico más eficiente, abastecido con energía más limpia y confiable.
- 1.13 **Evidencia.** La literatura en la materia señala la importancia de la calidad de la provisión de los servicios de infraestructura en el desarrollo económico y social de

---

<sup>18</sup> La ENS es la energía que a pesar de ser demanda no puede ser atendida, sea por nuevas solicitudes de servicio o de ampliaciones de carga, o en las horas de mayor demanda por desconexiones que se realizan para evitar colapsos.

<sup>19</sup> [CAMMESA, 2020.](#)

<sup>20</sup> El CFEE administra los Fondos Específicos del Sector Eléctrico Argentino y asesora al Poder Ejecutivo en política energética.

<sup>21</sup> [Oak Ridge National Laboratory, 2015.](#)

los países<sup>22, 23</sup>. Así mismo, destaca la importancia de las inversiones para llevar a cabo la transición energética (¶1.5, ¶1.7). La calidad del suministro eléctrico que se refleja, entre otros aspectos, en los cortes no programados del servicio y fluctuaciones de tensión tiene grandes implicancias en la población<sup>24</sup> y el sector productivo<sup>25</sup>. Ante estos problemas, el fortalecimiento de las redes de transmisión a través de inversiones en LT y ET son fundamentales para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, la utilización de LT operando cerca de su límite técnico o superando su capacidad de transporte, impactan en la flexibilidad y seguridad de la operación del sistema eléctrico, ya que las pérdidas técnicas se incrementan, se acelera la degradación e integridad de los equipos, y se afectan las condiciones operativas y vida útil del equipamiento asociado<sup>26, 27</sup>. Esto incrementa las fallas, afecta la confiabilidad y reduce la eficiencia operativa del sistema<sup>28, 29</sup>. Los proyectos de nuevas LT han demostrado su efectividad en mejorar la calidad del servicio, favorecer el desarrollo de hogares y empresas, contribuyendo a sustentar un crecimiento económico de largo plazo<sup>30</sup>. Adicionalmente, las LT contribuyen a la reducción de emisiones de GEI<sup>31</sup>. Para el caso de Argentina, mediante la evaluación final del Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País (2514/OC-AR) se evidenció la efectividad de este tipo de intervenciones tanto para mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, al reducirse la ENS, ampliar la capacidad para atender la demanda y al eliminarse la generación a base de diésel, y por tanto la reducción de emisiones de GEI<sup>32</sup>.

**1.14 Estrategia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con el país (EBP).**

El proyecto está alineado con la Estrategia de País del Grupo BID con Argentina 2021-2023 (GN-3051), particularmente con el área prioritaria de recuperación económica y desarrollo productivo y con la contribución de una economía resiliente y baja en carbono, al mejorar la calidad de la infraestructura y los servicios eléctricos; aumentar la participación de ER en la matriz energética; aumentar la EE; reducir las emisiones de GEI; e incorporar la perspectiva de género y diversidad de forma transversal.

**1.15 Alineación Estratégica.** El programa es consistente con la Segunda Actualización de la Estrategia Institucional 2020-2023 (AB-3190-2) y se alinea con los desafíos de: (i) Inclusión Social e Igualdad, por medio de la mejora en la calidad y cobertura del servicio eléctrico<sup>33</sup>; y (ii) Productividad e Innovación, al facilitar la posibilidad de desarrollo y/o expansión de los emprendimientos económicos, y al

---

<sup>22</sup> [DIA 2020: De estructuras a servicios.](#)

<sup>23</sup> [Weiss et al., 2021](#) mencionan que empresas que sufren cortes son menos productivas y rentables. Las empresas que experimentan cortes informan pérdidas anuales entre 0,3% y 2,5% en ventas.

<sup>24</sup> [Shuai et al., 2018.](#)

<sup>25</sup> [Fisher-Vanden, Mansur, & Wang, 2015.](#)

<sup>26</sup> [IEEE, 2013.](#)

<sup>27</sup> [Cajamarca & Siqua, 2010.](#)

<sup>28</sup> [Shahidehpour & Marwali, 2000.](#)

<sup>29</sup> [Fu, 2000.](#)

<sup>30</sup> [Informe de Terminación de Proyecto BO-L1072/2654/BL-BO.](#)

<sup>31</sup> [ACP & Wood Mackenzie, 2020.](#) Este informe analiza como el mayor impulsor para lograr una red más baja en carbono podría provenir de inversiones en transmisión.

<sup>32</sup> [Informe de Terminación de Proyecto AR-L1079/2514-OC/AR.](#) Las obras redujeron la ENS 481GWh/año y eliminaron generación forzada a base de diésel en El Chaco, Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe (8.779tCO<sub>2</sub>).

<sup>33</sup> Mayor calidad del servicio tiene beneficios importantes en los hogares, mejora el ingreso, disminuye gastos, e impulsa los beneficios de educación y salud (Dang y La, 2019; Jiménez, 2017; Burlando 2014).

implementar tecnologías innovadoras que mejorarán la confiabilidad del servicio y la EE a nivel de transmisión, digitalización en infraestructura<sup>34</sup>. El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) Igualdad de Género y Diversidad, al promover una mayor inclusión de mujeres en la fuerza laboral de energía y desarrollar un programa de prevención y mitigación de la Violencia Basada en Género (VBG); y (ii) CC y Sostenibilidad Ambiental al reducir emisiones de GEI por medio de un suministro eléctrico más eficiente, la mejora en el transporte de ER, la EE, la reducción del uso de diésel y la reforestación de áreas degradadas con especies nativas. Adicionalmente contribuirá al marco de Resultados Corporativos 2020-2023 (GN-2727-12) mediante los indicadores de: (i) Países con Marcos Reforzados de Políticas de Igualdad de Género y Diversidad por el desarrollo de un Plan de Género y Diversidad para el FFTEF; (ii) Emisiones Evitadas por desplazamiento de generación contaminante; y (iii) Valor de las Inversiones en Infraestructura Resiliente o con Bajas Emisiones de Carbono al financiar infraestructura de transmisión que permitirá desplazar centrales diésel y transportar ER. El programa está alineado con la Visión 2025 del Grupo BID al fomentar la acción frente al CC (¶1.13, ¶1.20), incorporar la perspectiva de género (¶1.19), y digitalización (¶1.23).

- 1.16 El proyecto es consistente con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), y con los Marcos Sectoriales de CC (GN 2835-8) y Energía (GN-2830-8), al apoyar la sostenibilidad y seguridad del sector mediante inversiones que permiten reducir el gasto energético, fortalecer la infraestructura y reducir emisiones de GEI. El 62,56% de los recursos de la operación se invierten en actividades de mitigación al CC, según la [Metodología Conjunta de los Bancos Multilaterales de Desarrollo](#). Estos recursos contribuyen a la meta de financiamiento climático del BID, 30% del volumen de aprobaciones anualmente.
- 1.17 **Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP).** La transición energética requiere ser acompañada con recursos financieros a corto y mediano plazo como señalan los LPTE. Una CCLIP brinda al prestatario recursos oportunos que confieren continuidad a las intervenciones propuestas, y compatibiliza los equilibrios fiscales con desafíos en otras áreas de política pública. En este sentido, la CCLIP constituye un instrumento adecuado (¶2.7) para que el BID brinde apoyo eficaz a corto y mediano plazo, y continúe manteniendo una presencia focalizada en el sector eléctrico argentino, mediante los recursos para el fortalecimiento del sistema eléctrico, incluidas todas las intervenciones prioritarias identificadas en las provincias contenidas en el PFTE.
- 1.18 **Primera operación individual.** En esta primera operación de la CCLIP se propone financiar parte de las inversiones de carácter federal a cargo de la FFTEF contenidas en el PFTE, que permitan el fortalecimiento y modernización de los sistemas de transmisión localizados en diferentes provincias. Entre ellas, aquellas que permitan: (i) la reducción de las emisiones de GEI, mediante la eliminación de generación térmica a base de diésel en las puntas de línea o la conexión de áreas aisladas; (ii) el aumento de la capacidad para el transporte de ER; (iii) la reducción de pérdidas técnicas; (iv) la atención del crecimiento tendencial de la demanda y

---

<sup>34</sup> [DIA 2020: De estructuras a servicios](#). La innovación tecnológica brinda oportunidades para que los proveedores de servicios aumenten la eficiencia y ofrezcan servicios de mejor calidad y asequibles a los usuarios (p.23).

de una mayor electrificación del consumo energético, en especial aquella que permita un mayor desarrollo productivo local; y (v) la mejora de la calidad y confiabilidad del servicio en las provincias. Como parte de la especificación técnica de cada una de las intervenciones se considerarán medidas que tengan en cuenta resiliencia y medidas de adaptación al impacto climático.

- 1.19 La operación además apoyará el desarrollo de una política de género y diversidad para el FFTEF, junto a un plan de acción con medidas específicas para las obras de transmisión con el objetivo de alcanzar una mayor participación de las mujeres en el sector (actualmente menor al 20%), y mitigar la VBG con acciones como el desarrollo de códigos de conducta, sensibilizaciones y mecanismos para reportar, responder y apoyar a víctimas de VBG resultado de la operación<sup>35</sup>.
- 1.20 **Adicionalidad en materia forestal.** En línea con el objetivo del programa, el proyecto contempla como una adicionalidad, la reforestación de áreas degradadas con árboles y especies nativas a cargo de los contratistas de las obras, esperando alcanzar 1.610ha de especies vegetales nativas plantadas. Dada la función de sumidero de carbono de los árboles, esto resultará en la absorción de CO<sub>2</sub> y consecuente contribución a la meta climática, así como a la biodiversidad y a los servicios ecosistémicos generados por la cobertura vegetal<sup>36</sup>.
- 1.21 **Obras de la muestra. Proyecto de Fortalecimiento del Sistema Eléctrico Alicurá – Pilcaniyeu – Bariloche II e Interconexión a Villa La Angostura. Provincias de Neuquén y Río Negro.** Esta región tiene un importante desarrollo turístico que lleva a un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica. La insuficiencia de infraestructura de transmisión hace necesario que Bariloche tenga que ser abastecida con centrales diésel durante el invierno, y que Villa La Angostura permanezca aislada del SADI y deba ser abastecida con generación diésel. Esta obra permitirá abastecer a Bariloche mediante una segunda LT desde la central hidroeléctrica Alicurá (1.000MW), e interconectar el sistema aislado de Villa La Angostura. Se construirán 137km de LT en 132kV, y se ampliarán dos ET. Se espera eliminar el uso dos centrales diésel de 20MW y 6MW, y abastecer de manera confiable y eficiente la demanda actual y futura de la región.
- 1.22 **Proyecto Interconexión Oeste Alumbra – El Eje – Belén, Provincia de Catamarca.** Esta provincia está localizada el área de mayor radiación solar en el noroeste del país. Actualmente funcionan cuatro proyectos solares (55,5MW) y se tienen identificados otros 18 (1.450MW). Sin embargo, la falta de LT impide que más proyectos sean construidos. Adicionalmente, las deficiencias en transmisión hacen necesario que parte de la demanda tenga que ser abastecida mediante seis generadores diésel (69MW). Este proyecto busca fortalecer la capacidad de transmisión en la región mediante el cierre de un anillo en AT. Las inversiones incluyen una LT en 220kV de 35km, una en 132kV de 65km, la construcción de una ET y la ampliación de dos más. El proyecto ampliará la capacidad de transporte de ER en 148MW, y eliminará el uso de una central diésel (15MW).

---

<sup>35</sup> Los proyectos de infraestructura pueden incrementar el riesgo de VBG.

<sup>36</sup> Considerando la experiencia de FFTEF en la forestación dentro de proyectos de energía eléctrica, y que un árbol almacena unos 167kg de CO<sub>2</sub>/año, se espera alcanzar una reducción aproximada de 47.421tCO<sub>2</sub>/año.



- 1.23 **Innovación y digitalización.** Los últimos avances en las tecnologías digitales han permitido la adición de dispositivos electrónicos inteligentes en las instalaciones eléctricas, conexiones a Internet para la interoperabilidad y comunicación entre dispositivos, mayor acceso, velocidad en el análisis y procesamiento de datos. Sin embargo, gran parte de estas versatilidades y la información que generan no están siendo aprovechados para hacer más eficiente la infraestructura ni para solucionar los problemas que impactan a los usuarios. Con el fin de mejorar el desempeño se incorporarán sistemas de gestión y control de la red de última tecnología, y herramientas de análisis para el mantenimiento preventivo y predictivo<sup>37</sup>, además de estándares de ciberseguridad y los nuevos conceptos de ET digitales (norma IEC 61850)<sup>38</sup>. También se incluirá el uso de drones para realizar el seguimiento de avance de obras y tendido de redes, y medición de impactos socio ambientales.
- 1.24 **Equidad de género, diversidad e inclusión.** En 2021, la participación en el mercado laboral de las mujeres argentinas fue 46%, en comparación con la de los hombres que fue 65%<sup>39</sup>. En 2017, la mayoría de las mujeres se encontraba en el sector servicios (91% de las mujeres y 68% de los varones)<sup>40</sup>. En Argentina, de todas las carreras universitarias, solo 12% de las mujeres son estudiantes de carreras *Science, Technology, Engineering*<sup>41</sup> *Mathematics* (STEM)<sup>42</sup> y los varones 31%<sup>43</sup>. Las mujeres egresadas en carreras<sup>44</sup> STEM representan 47% del total de egresados, pero esto no se ve reflejado en sectores como energía y construcción. Según la Organización Internacional del Trabajo (OIT), en 2019 las mujeres representaban 3,4% del sector construcción y 19,6% en minería y almacenamiento de electricidad, agua y gas en Argentina<sup>45</sup>. Las mujeres se concentran en el sector servicios, cuya remuneración suele ser significativamente menor. El sector energía ofrece empleos con buena remuneración y oportunidades para el crecimiento profesional. Las inversiones en transmisión son una fuente de generación de empleo, durante la fase de construcción y en Operación y Mantenimiento (O&M). Sin embargo, las mujeres enfrentan barreras para participar, principalmente vinculadas a las condiciones del entorno, oportunidades de capacitación y normas socioculturales ([EEO#9](#)). En cuanto a la inclusión de otros grupos vulnerables como las Personas con Discapacidad (PcD) en Argentina, 10,2% de la población tiene algún tipo de discapacidad. El 64,1% son inactivas, y 35,9% activas. La tasa de desocupación de las PcD es 10,3%<sup>46</sup>. La exclusión económica y social hacia las PcD aumenta el riesgo de pobreza, a través de la falta de oportunidades de empleo y educación, salarios más bajos y el mayor costo de vida que implica la discapacidad<sup>47</sup>. El 3,1% de los hogares con PcD tiene hacinamiento crítico y el 34,5% de hogares con PcD no cuenta con suficiente infraestructura en la vivienda<sup>48</sup>.

<sup>37</sup> Módulos que analizan la información del SCADA y permiten acciones predictivas: reconfiguración automática de la red, previsión de carga, localización y análisis de fallas.

<sup>38</sup> *Communication networks and systems for power utility automation*.

<sup>39</sup> [INDEC, 2021](#).

<sup>40</sup> [Banco Mundial, 2019](#).

<sup>41</sup> [Basco & Lavena, 2019](#).

<sup>42</sup> Ídem.

<sup>43</sup> OIT, (2019) y cálculos propios.

<sup>44</sup> [IRENA, 2019](#).

<sup>45</sup> [Pastor et al., 2020](#).

<sup>46</sup> [INDEC, 2018](#).

<sup>47</sup> El gasto adicional por la discapacidad depende de la gravedad de la discapacidad, si trabaja o no, tratamientos médicos entre otros (Jimenez y Huete, 2011).

<sup>48</sup> [INDEC, 2018](#).

- 1.25 **Desarrollo local productivo.** Una de las condiciones básicas para poder alcanzar un desarrollo sostenible es ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles (Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS))<sup>33</sup>. El programa financiará obras de ampliación y modernización de transmisión, lo que permitirá brindar un servicio continuo y con la potencia necesaria con su incorporación al SADI; esto, a su vez incrementará la productividad de la industria provincial. El aseguramiento de un servicio eléctrico de calidad favorece la ampliación de las economías locales, facilitando una mejora de la productividad, ingresos y oportunidades de empleo<sup>49</sup>, además de generar nuevos ingresos fiscales en las áreas de influencia.
- 1.26 **El programa es consistente con los objetivos y principios de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6)** en cuanto a la sostenibilidad ambiental, al contribuir a la reducción de GEI, mediante la habilitación del uso de ER y la eliminación de generación diésel; la sostenibilidad social, al mejorar la calidad y la eficiencia de la prestación del servicio eléctrico para los usuarios de las provincias; y la sostenibilidad financiera, al reducir el gasto en combustibles de alto costo para la prestación del servicio ([EEO#2](#)). Para los proyectos de la muestra se cumple con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera ya que la regulación vigente establece la remuneración vía tarifa de los costos de O&M a las transportistas; y (ii) evaluación económica ya que cada proyecto es económicamente rentable según evaluación de costo beneficio (¶1.36). Adicionalmente, para las obras fuera de la muestra serán elegibles según el Reglamento Operativo del Programa (ROP), solo aquellas que demuestren cumplimiento con dichas condiciones.
- 1.27 **Estrategia del país en el sector.** El programa se alinea con la estrategia de país (¶1.5) al contribuir de forma significativa a la reducción de emisiones de GEI, particularmente con: (i) EE, al reducir las pérdidas eléctricas en el sistema eléctrico; (ii) energía limpia en emisiones de GEI, al permitir aumentar la participación de nueva generación de ER, y desplazar centrales térmicas menos eficientes y más contaminantes; y (iii) la resiliencia del sistema energético, al buscar asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento del sistema de transmisión incluso durante períodos extraordinarios.
- 1.28 **Conocimiento sectorial y lecciones aprendidas.** El BID tiene amplio conocimiento del sector energético argentino y ha sido un socio estratégico. El BID apoyó el fortalecimiento del sistema eléctrico argentino, financiando cerca de 2.400km de LT y 18 ET en trece provincias mediante el Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País (2514/OC-AR) y el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (1764/OC-AR, 1764/OC-AR-1), ambos ejecutados por FTEFF. Actualmente, se está ejecutando el proyecto de Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (4694/OC-RG, 4695/OC-RG). Adicionalmente, la Cooperación Técnica (CT) Apoyo a la Preparación de Proyectos de Energía Destinados al Empleo y la Recuperación Económica en América Latina y el Caribe (ATN/OC-18070-RG, apoyo al cliente, US\$1.400.000), apoyó la elaboración de estudios técnicos y ambientales para la preparación del programa, y la elaboración del Plan de Transición Energética (ATN/OC-19222-AR, apoyo al cliente, US\$400.000).

---

<sup>49</sup> [DIA 2020: De estructuras a servicios.](#)



- 1.29 De la experiencia en operaciones recientes se destaca<sup>50</sup>: (i) la importancia de contar con mecanismos ágiles de actualización de precios en las obras que aseguren una ejecución financiera adecuada; (ii) mejorar la coordinación con las provincias durante la ejecución; y (iii) el análisis de vulnerabilidad climática de las obras. Estas lecciones han sido incorporadas dentro del diseño de la presente operación. Para la ejecución de los proyectos de LT es importante contar con una unidad ejecutora que tenga personal con experiencia en gestión de programas con enfoque en aspectos técnicos y socioambientales.

## **B. Objetivos, Componentes y Costo**

- 1.30 **Objetivo de la CCLIP y primera operación individual.** El objetivo general de la CCLIP es contribuir a la descarbonización del sector energético, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y promover el desarrollo económico del país, a través de inversiones que permitan un suministro eléctrico sostenible, confiable y eficiente. El objetivo general de la primera operación es contribuir con la descarbonización del sector eléctrico al disminuir sus emisiones de GEI y al desarrollo humano, a través de la ampliación y modernización de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Los objetivos específicos de la primera operación son: (i) disminuir el uso de generación basada en combustibles fósiles; (ii) aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para la atención de nueva demanda y la inyección de energía renovable al sistema interconectado; (iii) mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico; y (iv) promover la participación de las mujeres en el programa<sup>51</sup>. Tanto la línea CCLIP como la primera operación contemplan los siguientes componentes.
- 1.31 **Componente I: Inversiones en infraestructura sostenible (Total US\$460.330.000, BID US\$197.330.000, AFD US\$111.000.000, BEI US\$112.000.000, Contrapartida US\$40.000.000).** Financiará las obras individuales localizadas en las provincias para la ampliación y modernización de la infraestructura de los sistemas de transporte de energía eléctrica por distribución troncal, incluyendo ET y LT de hasta 220kV (§1.21 y §1.22), obras complementarias, y acciones de digitalización de los sistemas de gestión, control y supervisión de la red, incluyendo medidas de ciberseguridad (§1.23). También se financiarán las firmas para la inspección de las obras de transmisión, así como las actividades asociadas al plan de reforestación a cargo de los contratistas de obra. Se destinarán fondos para reforestación de áreas, a ser acordadas con las autoridades forestales de cada provincia.
- 1.32 **Componente II: Fortalecimiento institucional y estudios técnicos (Total US\$2.840.750, BID US\$1.728.750, AFD US\$752.000).** Financiará, entre otros: (i) fortalecimiento del FFTEF a través de capacitaciones en temas de innovación energética limpia, incluyendo herramientas de gestión de proyectos<sup>52</sup>; (ii) actividades para transversalizar los enfoques de género y diversidad, incluyendo, talleres para cerrar las brechas de género y prevenir y mitigar la VBG; (iii) actividades para promover la participación de las mujeres durante todo el ciclo del proyecto en las actividades del programa, específicamente en áreas técnicas, operativas y profesionales, a través de capacitaciones y procesos de licitación y

<sup>50</sup> [Informe de Terminación de Proyecto AR-L1079/2514-OC/AR.](#)

<sup>51</sup> Ver Anexo II.

<sup>52</sup> Se acompañará el fortalecimiento técnico de las provincias.

contratación con enfoque de género; (iv) desarrollo de un Plan de Género y Diversidad para el FFTEF; (v) capacitación a contratistas sobre la inclusión laboral de PcD en el sector de energía; y (vi) consultorías para los estudios técnicos y de pre-inversión.

- 1.33 **Administración, auditoría y evaluación (Total US\$1.189.250, BID US\$941.250, AFD US\$248.000).** Dado el alcance federal de este programa y la cantidad de obras que se llevarán a cabo, la ejecución requerirá una organización sólida con profesionales de distintas especialidades que gestionen todas las etapas de los proyectos (desde la pre-inversión, monitoreo de ejecución y supervisión). Se financiará la administración, seguimiento, coordinación, supervisión, y asistencia técnica y ambiental de los proyectos, así como la auditoría externa y gastos de evaluación, de medio término, final, y evaluación estratégica del programa.

## C. Indicadores Clave de Resultados

- 1.34 **Resultados esperados.** Como resultado de la primera operación se espera contribuir a: (i) reducir las emisiones de GEI; (ii) aumentar la capacidad de transporte de ER y atender la demanda; (iii) mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos; y (iv) aumentar la participación de las mujeres en el sector de energía.
- 1.35 **Beneficiarios.** El programa tendrá un impacto positivo para las comunidades donde se realicen las obras (¶2.6), siendo el principal impacto el acceso a un servicio eléctrico de mejor calidad –algunas comunidades incorporadas por primera vez al SADI, como Villa La Angostura, Neuquén– y la posibilidad de desarrollo y/o expansión de los emprendimientos económicos de diversa índole. Bajo este programa se espera beneficiar de manera directa aproximadamente 1.700.000 habitantes<sup>53</sup>.
- 1.36 **Evaluación económica.** La evaluación económica se realizó utilizando la metodología de Costo-Beneficio. Se analizó los proyectos de la muestra ([EEO#1](#)) y las tasas de retorno económico son superiores al 12%<sup>54</sup>, 17,4% para las obras de Río Negro-Neuquén y 25,05% para Catamarca, y un valor actual neto económico positivo. Los beneficios valorados en el análisis son el reemplazo de generación forzada o aislada, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, aumento de la confiabilidad del servicio y reducción de pérdidas técnicas. El análisis de sensibilidad a las variables de costos y de parámetros de beneficios (como valor de CO<sub>2</sub> evitado) indican robustez de la rentabilidad socioeconómica de cada proyecto. Uno de los criterios de elegibilidad de los proyectos fuera de la muestra será rentabilidad socioeconómica.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 **Costo y financiamiento.** El programa ha sido concebido como un préstamo de inversión bajo la modalidad “Programa de Obras Múltiples” que contempla el

<sup>53</sup> Con recursos específicos del programa se beneficiarán 1.400.000 habitantes.

<sup>54</sup> [BID, 2016](#).

financiamiento de proyectos físicamente similares, pero independientes entre sí, que deberán atender a criterios de elegibilidad establecidos (§2.6). Se plantea esta modalidad dada la independencia de las obras en distintas provincias, por cuanto algunas obras pueden eliminarse o incorporarse sin afectar a las demás obras del programa, y porque su tamaño no justifica operaciones individuales. Hay 22 obras potenciales preidentificadas ([EEO#15](#)) en distintas provincias de las cuales se espera financiar con el programa entre 8 y 13, con inversiones que varían entre US\$13.000.000 y US\$80.000.000. Se plantea una CCLIP sectorial que estará disponible por 15 años, por US\$1.140.000.000 y contempla la formalización de cuatro operaciones de préstamo enmarcadas en su alcance. El costo de la primera operación individual es US\$464.000.000, de los cuales, US\$200.000.000 serán financiados con cargo a los recursos de Capital Ordinario (CO) del BID; US\$112.000.000<sup>55</sup> a través de cofinanciamiento de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD); US\$112.000.000 con cofinanciamiento del Banco Europeo de Inversiones (BEI)<sup>56</sup>; y US\$40.000.000 con recursos de contrapartida local del prestatario. Se considera un plazo de desembolso de los recursos de la primera operación de cinco años. Los recursos de AFD y BEI serán otorgados directamente al GdA. El Banco no recibirá los recursos provenientes de los contratos de préstamos de AFD y BEI. El prestatario asume el compromiso de aporte de los recursos de los financiamientos de AFD y BEI<sup>57</sup> para el programa, con cargo a sus propios recursos en caso estos no se materialicen o sean insuficientes. Durante el Taller de Arranque se verificará el estado de aprobación de los cofinanciamientos aquí mencionados y se ajustará la matriz de resultados en caso sea necesario.

- 2.2 El Banco y el BEI suscribirán un Acuerdo Específico de Proyecto en virtud del Acuerdo de Confianza Mutua para las Adquisiciones suscrito en abril 2022 entre el Banco y el BEI que abarca aspectos relacionados a la gestión de adquisiciones. El financiamiento del BEI está previsto ser aprobado en octubre 2022. Adicionalmente, se tiene previsto que el Banco y AFD suscribirán un Acuerdo de Cofinanciamiento Conjunto con Servicios en virtud del Acuerdo Marco de Asociación entre la AFD y el BID 2018-2023 por el cual el Banco proveerá a AFD servicios vinculados a la administración del préstamo de AFD con el prestatario. El Banco cobrará una tasa de servicios a AFD para tales efectos conforme se establezca en el Acuerdo de Cofinanciamiento Conjunto con Servicios, la cual será distribuida entre los departamentos del Banco que apoyen en la preparación, ejecución y monitoreo del programa. Se prevé que el financiamiento de AFD sea aprobado a inicios de 2023. Estos acuerdos contribuirán a una fluida cooperación y coordinación entre el Banco con la AFD y el BEI.

---

<sup>55</sup> Febrero 2022, EUR100.000.000/US\$112.000.000.

<sup>56</sup> El BEI aprobó el *Preliminary Information Note* en abril 2022 y AFD espera aprobar a principios 2023.

<sup>57</sup> Ambos considerados como Aporte Local.

**Cuadro 1. Costos del programa (US\$) (montos indicativos)**

Categoría de Inversión	BID	Aporte Local			Total
		Financiamiento AFD <sup>58</sup>	Financiamiento BEI <sup>59</sup>	Contrapartida local	
<b>Componente I. Inversiones en infraestructura sostenible</b>	<b>197.330.000</b>	<b>111.000.000</b>	<b>112.000.000</b>	<b>40.000.000</b>	<b>460.330.000</b>
Líneas de transmisión	125.928.989	71.988.276	74.869.739	26.739.192	299.526.196
Estaciones transformadoras	62.452.152	35.711.724	37.130.261	13.260.808	148.554.945
Inspección de obras	5.948.859	3.000.000	0	0	8.948.859
Forestación	3.000.000	300.000	0	0	3.300.000
<b>Componente II. Fortalecimiento institucional y estudios técnicos</b>	<b>1.728.750</b>	<b>752.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.480.750</b>
Administración, auditoría y evaluación	941.250	248.000	0	0	1.189.250
<b>Total</b>	<b>200.000.000</b>	<b>112.000.000</b>	<b>112.000.000</b>	<b>40.000.000</b>	<b>464.000.000</b>

- 2.3 **Cronograma de desembolsos.** En virtud del documento Mejora de las Salvaguardias Macroeconómicas (AB-2990), el desembolso de los recursos del préstamo estará sujeto a los siguientes límites máximos: (i) hasta un 15% durante los primeros 12 meses; (ii) hasta un 30% durante los primeros 24 meses; y (iii) hasta un 50% durante los primeros 36 meses, todos los cuales serán contados a partir de la fecha de aprobación del Préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco. Estos límites pueden resultar no aplicables en la medida en que se hayan cumplido los requisitos establecidos en la política del Banco, siempre que el prestatario haya sido notificado por escrito.

**Cuadro 2. Cronograma de desembolsos (millones US\$)**

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
BID	21,00	30,00	46,00	64,39	38,61	200,00
	10,5%	15%	23%	32,2%	19,3%	100%
AFD (Aporte Local)	5,32	27,96	52,55	25,78	0,39	112,00
BEI (Aporte Local)	5,32	27,96	52,55	25,78	0,39	112,00
Contrapartida local (Aporte Local)	0,35	7,93	10,69	9,00	12,04	40,00
<b>Total</b>	<b>31,98</b>	<b>93,85</b>	<b>161,79</b>	<b>124,95</b>	<b>51,43</b>	<b>464,00</b>

- 2.4 **Obras de la muestra.** Se cuenta con una muestra representativa de dos proyectos (¶1.21, ¶1.22) de US\$145.999.375, equivalente a aproximadamente el 31% del costo del programa. Ambos proyectos cumplen con todos los criterios de elegibilidad (¶2.6) y permitieron determinar la viabilidad del programa.

<sup>58</sup> El cofinanciamiento de AFD y BEI será de €100.000.000, equivalente a US\$112.000.000 basado en una tasa de cambio promedio febrero de 2022.

- 2.5 **Inicio material de las obras.** Dada la cantidad de obras estimadas a ejecutar, tanto con el financiamiento del BID y de los dos cofinanciadores, y que el plazo de ejecución de las obras (construcción LT, ET) requiere 24 meses, la planificación técnica del proyecto estima que el plazo para la iniciación material de las obras comprendidas en el Programa será de 2 años antes del final del plazo original de desembolsos o sus extensiones ( [EER#1](#)).
- 2.6 **Criterios de selección y elegibilidad de las obras.** Serán elegibles para ser financiadas como parte del Componente I del programa las obras que: (i) contribuyan a uno de los objetivos específicos de desarrollo mediante: (a) habilitación de mayor conexión de ER, (b) eliminación del uso de diésel, o (c) el aumento de la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico y la atención de nueva demanda<sup>59</sup>; (ii) hayan sido solicitadas por una provincia de acuerdo con las pautas del CFEE; (iii) consistan en ampliaciones o modernizaciones del sistema de transmisión por distribución troncal (no incluye obras de generación ni distribución); (iv) demuestren una rentabilidad económica igual o superior al 12%; (v) cumplan con todos los requisitos establecidos por la legislación aplicable (entes nacionales y/o provinciales reguladores y autoridades ambientales nacionales y provinciales); y (vi) cumplan con todos los requisitos establecidos en el Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS), entre ellos, que para los subproyectos distintos a los de la muestra representativa no sean elegibles obras Categoría A.
- 2.7 **Criterios de elegibilidad de la CCLIP.** La CCLIP cumple con lo establecido en ¶3.2 del Anexo III del GN-2246-13 y en el ¶3.6 de las Guías Operativas CCLIP (GN-2246-15) dado que objetivos de la propuesta de la CCLIP se encuentran entre las prioridades definidas en la Estrategia País del Grupo BID con Argentina 2021-2023 (GN-3051). En específico, en el área priorizada de recuperación económica y desarrollo productivo, en lo referente a contribuir hacia una economía resiliente y baja en carbón (GN-3051, ¶3.22).
- 2.8 **Criterio de elegibilidad de la primera operación individual.** La primera operación individual bajo la CCLIP cumple con todos los criterios establecidos en el ¶3.5 (i) al (iv) del Anexo III del Documento GN-2246-13 y en las Guías Operativas CCLIP (GN-2246-15). Al respecto, se desarrolló una Plataforma para el Análisis de la Capacidad Institucional (PACI) del Organismo Ejecutor (OE) a través del mecanismo de evaluación simple y se incluyen acciones específicas para mejorar las capacidades del OE en línea con las recomendaciones del PACI (¶2.10). Asimismo, el objetivo de esta primera operación contribuye con el objetivo sectorial de la CCLIP (¶1.30) dado que apoya la descarbonización del sector de energía y el desarrollo productivo local (¶1.25). Esta primera operación se encuentra contemplada en el sector y componentes de la CCLIP.

## **B. Riesgos Ambientales y Sociales**

- 2.9 De acuerdo con el Marco de Políticas Ambientales y Sociales (MPAS) del Banco, y en base a la información existente, la primera operación de la CCLIP se clasifica como categoría A, debido a que las actividades a desarrollar podrían generar impactos ambientales y sociales negativos en áreas protegidas en una de las obras de la muestra. Esta clasificación, así como el análisis de impactos

---

<sup>59</sup> No se financiarán LT que habiliten la conexión de nueva generación térmica.

ambientales y sociales negativo se confirmó a través de los estudios que se prepararon durante la debida diligencia donde se analizaron las LT correspondientes a los proyectos de la muestra. Sin embargo, de las obras fuera de la muestra estarán excluidas del Programa nuevas obras categoría A. Con el fin de atender los requerimientos establecidos en el MPAS y especialmente, lo establecido en las 10 Normas de Desempeño Ambiental y Social (NDAS), el OE: (i) implementará un Sistema de Gestión Ambiental y Social (SGAS) para la primera operación de la CCLIP, de acuerdo con lo señalado en la NDAS 1; (ii) elaboró Estudios de Impacto Ambiental y Social (EIAS) complementarios en el marco del cumplimiento del MPAS y las NDAS del BID para cada obra de la muestra ([Río Negro-Neuquén](#) – Categoría A y [Catamarca](#) – Categoría B); (iii) elaboró un [MGAS](#) para la primera operación de la CCLIP que establece los lineamientos para el adecuado desempeño ambiental y social de los subproyectos futuros de la primera operación; y (iv) llevó a cabo una Evaluación Ambiental y Social Estratégica ([EASE](#)) que será aplicable a la CCLIP. El riesgo ambiental y social de la operación se califica como sustancial por los contextos de la construcción y operación de LT en áreas de hábitats críticos y por la cercanía de pueblos indígenas. Las principales amenazas son deslizamientos, riesgo sísmico (categorizado como moderado en Catamarca) y vientos fuertes. Considerando las amenazas identificadas, la estimación de la criticidad y la vulnerabilidad de las intervenciones y los niveles de exacerbación del riesgo, la clasificación de riesgo de desastre y CC se determina como moderada. Se preparó un plan de participación de partes interesadas y las consultas se realizaron el 29 de abril y 6 de mayo de 2022 en Río Negro–Neuquén y Catamarca, respectivamente habiendo contado con la participación de grupos interesados los cuales apoyaron la realización del proyecto. Las preocupaciones de las consultas estuvieron referidas a la fecha de inicio de las obras en ambos casos y en el hecho que las propiedades por la cuales se establecerán las servidumbres eléctricas en muchos de los casos no cuentan con servicio de energía eléctrica. Se han publicado las versiones finales de los instrumentos ambientales y sociales, así como los reportes finales de las [consultas públicas realizadas en Río Negro-Neuquén y Catamarca](#) (proyectos de la muestra).

### **C. Riesgos Fiduciarios**

- 2.10 El BID realizó la PACI en marzo de 2022, y se confirmó que el FFTEF tiene capacidad institucional con grado de desarrollo satisfactorio para la ejecución del programa (¶1.28). Adicionalmente, se identificaron las oportunidades de mejora y medidas para atender las brechas identificadas: (i) describir en el ROP los arreglos técnicos y operativos específicos e instancias de coordinación para las adquisiciones, gestión financiera, presupuesto, control interno y auditoría del programa; y (ii) fortalecer los equipos responsables de la gestión financiera y de adquisiciones (GN-2349-15 y GN-2350-15) en la medida que avance la ejecución del programa. Se considera que el OE está en capacidad de solventar las acciones identificadas en el corto plazo y afrontar la ejecución de la operación.

### **D. Otros Riesgos y Temas Clave**

- 2.11 Se realizó un análisis de la gestión de riesgos, mediante el cual se identificaron los riesgos de nivel medio-alto detallados en el Cuadro 3.

**Cuadro 3. Identificación de Otros Riesgos (riesgo categoría medio-alto)**

Descripción del riesgo	Taxonomía del riesgo	Estrategia de Mitigación
Si la devaluación del peso no acompaña a la inflación, se podrían generar importantes incrementos en los costos. Esto afectaría los presupuestos iniciales de las obras previstas en el Componente 1.	Entorno económico-financiero	En la medida de lo posible, se priorizará que la provisión de suministros sea adquirida en dólares americanos.
Si se generan problemas ambientales y sociales, se podrían generar incumplimientos de las NDAS, así como atrasos en la liberación de servidumbre, ocasionando retrasos.	Normas de desempeño ambiental y social	Se implementará un Plan de Acción para la Biodiversidad. Será requisito de los contratos preparar los PGAS a nivel constructivo, los cuales serán aprobados por el OE y presentados al Banco para su No Objeción.
Si se dan variaciones de costos por cambios en el diseño de las obras, se podrían generar sobrecostos lo que podría afectar cumplir con la programación.	Diseño técnico	Se avanzará con documentos de licitación para Diseño y Construcción, previendo todos los recaudos socioambientales que pudieran generar sobrecostos.
Si se dan problemas en la cadena de suministros debido y geopolítica global se podría generar sobrecostos en los suministros y retrasos.	Diseño técnico	Se prevé recursos de contingencia para dar respuesta en caso de que sea necesario ajustar los valores.
Si no se cuenta con suficiente asignación del crédito presupuestario durante la vida del programa, la ejecución de podría retrasarse, provocando una subejecución de los recursos.	Institucional	Se realizará una planificación integral de las actividades, a fin de identificar las necesidades de recursos y gestionar oportunamente la asignación presupuestaria ante las instancias correspondientes.
Si no se cuenta con el cofinanciamiento durante la vida del programa podría afectar el alcance de los objetivos específicos.	Económico-financiero	Los cofinanciamientos son considerados como Aporte Local en el contrato de préstamo, el cual incluye el compromiso del prestatario de contribuir de forma oportuna al Aporte Local.

**2.12 Transparencia en el uso de los recursos del programa.** El programa ejecutará las obras por medio de contratistas seleccionados a través de licitaciones públicas, y se buscará lograr el mayor número de participantes; los pliegos de licitación incluirán los diseños básicos de acuerdo con lo establecido por las especificaciones técnicas. Aparte de la supervisión del OE, cada obra contratará una inspección independiente en sitio y con la supervisión de la DISTRO que se hará cargo de las obras una vez finalizadas. Adicionalmente, se seleccionará una empresa independiente de la lista provista por el BID para auditar el programa.

**2.13 Ciclo y sostenibilidad de las inversiones.** Durante la construcción de las obras de la primera operación a cargo del FFTEF, según lo establece la normativa, las DISTRO participarán en la aprobación de los diseños y en la supervisión técnica de la construcción<sup>60</sup>. Una vez concluidas las obras, las nuevas instalaciones y equipos serán entregados por el FFTEF a las DISTRO del área donde se encuentren localizadas, en virtud de lo establecido en los contratos de concesión (¶1.3). Las DISTRO, serán responsables de la O&M durante la vida útil de las

<sup>60</sup> [Reglamentaciones CAMMESA.](#)



obras, asegurando el cumplimiento de los estándares de calidad del servicio definidos en las normas vigentes y están sujetas a sanciones en caso de incumplimiento. Esta actividad es remunerada de acuerdo con el marco regulatorio vigente vía tarifa.

### III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

#### A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 **Mecanismo de ejecución y esquema de implementación.** El prestatario, actuando por intermedio de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, a través del FFTEF, será el OE del Programa. El FFTEF será responsable de la coordinación y ejecución técnica, como así también de la gestión y ejecución operativa, administrativa, presupuestaria y financiera-contable, comprendiendo las cuestiones fiduciarias y legales, sobre cumplimiento de las cuestiones ambientales y sociales, los procedimientos de contrataciones, la planificación, programación, monitoreo y auditoría del programa, quedando facultado a realizar todas las operaciones y contrataciones necesarias a los efectos de su ejecución. Adicionalmente, la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación será responsable de la ejecución técnica-metodológica de la Evaluación Estratégica del Programa mientras que el OE será el responsable de la ejecución fiduciaria.
- 3.2 Para garantizar el adecuado cumplimiento del Contrato de Préstamo se conformará un Equipo de Ejecución del Programa (EEP) en el marco de la estructura operativa existente del FFTEF, y se contratará y/o designará formalmente el personal clave. La composición mínima del EEP incluye al menos coordinador, especialistas de: adquisiciones, financiero, ambiental, social, de planificación y monitoreo, y tres ingenieros coordinadores de las obras<sup>61</sup>. Las tareas a cargo del EEP estarán indicadas en el ROP.
- 3.3 **Reglamento Operativo del Programa.** La ejecución del programa de la primera operación individual se registrará por las disposiciones establecidas en el Contrato de Préstamo, así como en el [ROP](#), el cual incluirá, entre otros: (i) procedimientos para la contratación de las obras, bienes, y servicios de consultoría; (ii) lineamientos para el uso de los recursos y la gestión financiera del programa; (iii) procedimientos para los desembolsos; (iv) descripción detallada de las actividades; (v) actividades de seguimiento y monitoreo; (vi) estructura del EEP e identificación de las funciones del personal clave; (vii) estrategia de sostenibilidad de las inversiones y responsabilidades de O&M de las obras; (viii) el MGAS con los requerimientos ambientales y sociales incluyendo anexos SGAS y PGAS; y (ix) aspectos operativos de los financiamientos del Banco y de los cofinanciadores del programa, incluyendo el rol y responsabilidades de coordinación e interlocución del OE con los distintos cofinanciadores.

---

<sup>61</sup> Se fortalecerán las capacidades del EEP previo inicio del proyecto.



- 3.4 **Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento de la primera operación individual.** Antes del primer desembolso de los recursos del préstamo, el prestatario, por intermedio del OE deberá presentar evidencia de: (i) la aprobación y entrada en vigor del [ROP](#), en los términos y condiciones previamente acordados con el Banco, medida necesaria dado que la experiencia del Banco en la región indica que la aprobación del ROP previamente al primer desembolso contribuye a la organización interna del OE para la implementación de la operación; y (ii) la **conformación de un EPP en el marco de la estructura existente del FFTEF y la contratación y/o designación formal, según corresponda, del personal clave conformado, por al menos, los especialistas en ¶3.2.** Véase las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso de carácter ambiental y social en el Anexo B del Resumen de la Revisión Ambiental y Social ([ESRS](#)).
- 3.5 **Condiciones contractuales especiales de ejecución de la primera operación individual.** El proyecto será ejecutado de acuerdo con las provisiones contractuales sobre temas ambientales, sociales, de salud y seguridad mencionadas en el Anexo B del [ESRS](#).
- 3.6 **Operación y Mantenimiento.** Las DISTRO serán responsables de O&M durante la vida útil de las obras (¶2.14). El prestatario, a través del OE, se compromete a presentar al BID un informe anual sobre la operación, mantenimiento y estado de las obras del programa, con información obtenida de los entes nacionales y/o provinciales reguladores, en el transcurso del primer trimestre de cada año calendario, comenzando en el año en que se concluya la primera obra financiada por el programa, y hasta el tercer año luego de finalizado el plazo original de desembolsos o sus extensiones.
- 3.7 **Políticas de adquisiciones.** La adquisición de bienes, obras y servicios, y la selección de consultores financiadas por el Banco seguirán las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiadas por el Banco (GN-2349-15) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-15), respectivamente ([EER#4](#)).
- 3.8 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por la suma de US\$30.000.000 (15% del monto propuesto del préstamo BID), y reconocer con cargo a la contrapartida local hasta US\$8.000.000 de gastos<sup>62</sup> elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo, en ambos casos consistentes en consultorías, obras, bienes y servicios para el programa, siempre que hayan sido efectuados de acuerdo con condiciones sustancialmente análogas a las establecidas en el Contrato de Préstamo y los procedimientos de contratación guarden conformidad con los Principios Básicos de Adquisiciones (¶3.7). Dichos gastos deben efectuarse a partir del 11 de marzo de 2022 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la aprobación del

---

<sup>62</sup> Los gastos retroactivos corresponden a obras de LT o ET en 132 kV en provincias que el FFTEF ya se encuentra ejecutando y cumplen con los criterios de elegibilidad del programa.

préstamo. El monto del financiamiento retroactivo estará sujeto a las limitaciones aplicables a los desembolsos (¶2.3).

**3.9 Dispensa parcial a las políticas de adquisiciones y consultores del Banco.**

Dada la participación del BEI como cofinanciador de esta primera operación individual, y considerando que se aplicarán las políticas de adquisiciones del Banco en todos los procedimientos de adquisiciones, toda vez que el Banco asuma la posición de liderazgo en el apoyo a la ejecución y el seguimiento de las actividades de adquisiciones previstas en el programa, se requiere solicitar una dispensa parcial a las disposiciones de las Políticas para la Adquisición de Obras y Bienes Financiados por el BID (GN-2349-15, ¶1.8) y de las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (GN-2350-15, ¶1.13), con el fin de que firmas, individuos y bienes originarios de países no miembros del Banco puedan participar en los procesos de selección, adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI, en el marco del acuerdo de confianza mutua para las adquisiciones suscrito en abril de 2022 entre el BEI y el Banco<sup>63</sup>.

**B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados**

- 3.10 El esquema de monitoreo incluye misiones de supervisión, informes semestrales y auditorías anuales externas. El FFTEF realizará el seguimiento del programa, con base a las metas establecidas en la Matriz de Resultados y utilizando el Plan Operativo Anual (POA), el cual deberá ser actualizado anualmente. El Plan de Ejecución Plurianual detallará el progreso de las actividades realizadas y además incluirá el calendario de ejecución hasta el final del plazo de desembolso del préstamo. El FFTEF, será responsable de preparar los informes semestrales, y presentarlos dentro de los 60 días posteriores al último día hábil de cada semestre, además de mantener reuniones con el Banco para analizar el progreso del programa. El Banco, a través de la División de Energía supervisará la ejecución del programa. El Plan de Monitoreo y Evaluación presenta mayor detalle del esquema de monitoreo.
- 3.11 **Evaluación.** El FFTEF presentará al BID un informe de evaluación intermedia a los 60 días desde la fecha en que se haya desembolsado el 50% de los recursos BID del préstamo, si es requerido por el BID; y un informe de evaluación final a los 90 días desde la fecha en que se haya desembolsado el 90% de los recursos BID del préstamo; ambos informes serán financiados con recursos del préstamo. Los términos de referencia para la preparación de dichos informes requerirán la no objeción previa del Banco. Al finalizar el programa se deberá preparar un Informe de Terminación del Proyecto para evaluar si los objetivos del programa fueron cumplidos, y para obtener lecciones aprendidas.

---

<sup>63</sup> “Procedural Framework between the European Investment Bank and the Inter-American Development Bank in respect of mutual reliance in procurement for jointly co-financed public sector projects in common countries of operations”, de abril, 2022 (Acuerdo BEI-BID). Según lo dispuesto en el párrafo 5.1 de dicho Acuerdo BEI-BID, los proyectos a ser cofinanciados por el BEI y el Banco no estarán sujetos a restricciones de elegibilidad basadas en el país de origen de las firmas o individuos a ser contratados o de los bienes a ser adquiridos, en la medida en que el Directorio Ejecutivo del Banco así lo autorice al momento de la aprobación de cada operación.

- 3.12 **Evaluación económica ex-post.** Se realizará un Análisis Costo-Beneficio ex-post a los 90 días del del último desembolso, y será financiado con recursos del préstamo, considerando datos actualizados de: (i) características técnicas de las obras finalmente financiadas; (ii) costos finales de la infraestructura financiada; y (iii) topología actualizada y condiciones de demanda del sistema eléctrico.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		AR-L1354
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Prioridades Estratégicas del Grupo BID e Indicadores del CRF		
Retos Regionales y Temas Transversales	<div>-Inclusión Social e Igualdad</div> <div>-Productividad e Innovación</div> <div>-Equidad de Género y Diversidad</div> <div>-Cambio Climático</div>	
Nivel 2 del CRF: Contribuciones del Grupo BID a los Resultados de Desarrollo	<div>-Países con marcos reforzados de políticas de igualdad de género y diversidad (#)</div> <div>-Emisiones evitadas (toneladas anuales de CO2 equivalente)</div> <div>-Valor de las inversiones en infraestructura resiliente o con bajas emisiones de carbono (\$)</div>	
2. Objetivos de desarrollo del país		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-3051	(i) mejorar los servicios eléctricos; (ii) aumentar la participación de energía renovable en la matriz energética; (iii) aumentar la eficiencia energética en el país; y (iv) reducir las emisiones de GEI.
Matriz de resultados del programa de país	GN-3087	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones 2022.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Development Outcomes - Evaluability		Evaluable
3. Evaluación basada en pruebas y solución		10.0
3.1 Diagnóstico del Programa		2.5
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		3.5
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		4.0
4. Análisis económico ex ante		10.0
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE		1.5
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		3.0
4.3 Supuestos Razonables		2.5
4.4 Análisis de Sensibilidad		2.0
4.5 Consistencia con la matriz de resultados		1.0
5. Evaluación y seguimiento		9.5
5.1 Mecanismos de Monitoreo		4.0
5.2 Plan de Evaluación		5.5
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Medio Bajo
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		A
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)		
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto		

**Nota de valoración de la evaluabilidad:** Este préstamo tiene como objetivo contribuir con la descarbonización del sector eléctrico al disminuir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y al desarrollo humano, a través de la ampliación y modernización de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Para ello se contemplan cuatro objetivos específicos: (i) disminuir el uso de generación basada en combustibles fósiles; (ii) aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para la atención de nueva demanda y la inyección de energía renovable al sistema interconectado; (iii) mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico; y (iv) promover la participación de las mujeres en el programa.

El diagnóstico y justificación del programa proveen información sobre las características y la situación del sector eléctrico en el país que por lo general respalda las intervenciones propuestas. En este sentido, se brinda evidencia cuantitativa sobre los principales desafíos del sector en su proceso de transición energética, así como de sus respectivas causas. Sin embargo, ni el POD ni sus anexos presentan evidencia empírica acerca de la efectividad de este tipo de intervenciones a partir de evaluaciones de impacto rigurosas.

La matriz de resultados refleja la lógica vertical descrita en el POD en términos de productos, resultados e impactos. Los indicadores en la matriz de resultados cumplen con los criterios de SMART, e incluyen las fuentes y medios de verificación que se usarán para medirlos.

El plan de monitoreo y evaluación es adecuado. Las principales preguntas de evaluación son claras y se contempla un cronograma con las actividades y los tiempos para recolectar la información necesaria. Finalmente, para medir los resultados alcanzados por el programa se utilizará una medición antes y después, sin atribución.

### Matriz de Resultados

<b>Objetivo del Proyecto:</b>	El objetivo general de la primera operación es contribuir con la descarbonización del sector eléctrico al disminuir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y al desarrollo humano, a través de la ampliación y modernización de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Los objetivos específicos son: (i) disminuir el uso de generación basada en combustibles fósiles; (ii) aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para la atención de nueva demanda y la inyección de energía renovable al sistema interconectado; (iii) mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico; y (iv) promover la participación de las mujeres en el programa.
-------------------------------	--

### Objetivo General de Desarrollo

Indicadores	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año Línea de Base	Año esperado para el Logro	Meta	Medios de Verificación	Comentarios
<b>Objetivo general de desarrollo: Contribuir a la descarbonización del sector eléctrico al disminuir sus emisiones de GEI y al desarrollo humano a través de la ampliación y modernización de los sistemas de transporte de energía eléctrica.</b>							
Factor de emisiones de CO <sub>2</sub> en el sector eléctrico	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,463	2021	2027	0,431	Estadísticas CAMMESA	

**Objetivos de Desarrollo Específicos**

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medios de Verificación	Comentarios
<b>Objetivo específico de desarrollo 1: Disminuir el uso de generación basada en combustibles fósiles.</b>											
Generación forzada de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles deshabilitada.	MW	0	2021	0	0	0	0	81	81	Informe Ejecutor (IE)	
<b>Objetivo específico de desarrollo 2: Aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica para la atención de nueva demanda y la inyección de energía renovable al sistema interconectado.</b>											
Capacidad de transporte de energía eléctrica para atender demanda añadida.	MW	0	2021	0	0	0	0	302	302	IE	
Capacidad de transporte para la conexión de Energía Renovable añadida.	MW	0	2021	0	0	0	0	148	148	IE	
<b>Objetivo específico de desarrollo 3: Mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.</b>											
Diferencial de la Expectativa de Energía No Suministrada.	MWh/año	0	2021	0	0	0	0	110.000	110.000	IE	
Pérdidas técnicas de electricidad evitadas	%	0	2021	0	0	0	0	20%	20%	IE	
<b>Objetivo específico de desarrollo 4: Promover la participación de las mujeres en el programa.</b>											
Mujeres empleadas en el programa.	%	0	2021	10%	12%	12%	14%	15%	15%	IE	La mayoría de empleos serán en fase de construcción, donde actualmente la participación es 3,4%.

**Productos**

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medios de Verificación	Comentarios
<b>Componente 1: Inversiones en Infraestructura sostenible.</b>											
Producto 1. Nuevas líneas de transmisión de alta tensión (132kV y 220kV) construidas.	km	0	2022	0	0	135	260	290	685	IE	
Producto 2. Estaciones transformadoras y de maniobra construidas, modernizadas o ampliadas.	Número	0	2022	0	0	5	7	8	20	IE	
Producto 3. Área de vegetación nativa plantada.	Ha.	0	2022	0	287	435	394	204	1.320	IE	
<b>Componente 2: Fortalecimiento Institucional y estudios técnicos.</b>											
Producto 4. Plan de Fortalecimiento del FFTEF ejecutado.	Número	0	2022	0	1	0	0	0	1	IE	
Producto 5. Estudios Técnicos y ambientales elaborados.	Número	0	2022	0	2	3	0	0	5	IE	
Producto 6. Plan de Acción de Género y Diversidad aprobado e implementado en el programa.	Número	0	2022	0	1	0	0	0	1	IE	

Indicadores	Unidad de Medida	Valor Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Fin del Proyecto	Medios de Verificación	Comentarios
Producto 7. Cursos para la prevención y mitigación de violencia basada en género.	Número	0	2022	0	2	2	2	0	6	IE	
Producto 8. Capacitación a contratistas sobre la inclusión laboral de personas con discapacidad en el sector de energía implementadas.	Número	0	2022	0	1	1	1	3	6	IE	
Producto 9. Estudio de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> alcanzados por las intervenciones del proyecto.	Número	0	2022	0	0	0	0	1	1	IE	



País: Argentina

División: INE

Operación: AR-L1354

Año: 2022

### Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

**Organismo Ejecutor (OE):** El Prestatario por intermedio de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF)

**Nombre de la Operación:** Programa Federal de Transporte de Energía Eléctrica (PFTEE)

#### I. Contexto fiduciario del OE

##### 1. Uso de sistema de país en la operación<sup>1</sup>

<input checked="" type="checkbox"/> Presupuesto	<input checked="" type="checkbox"/> Reportes	<input checked="" type="checkbox"/> Sistema Informativo
<input checked="" type="checkbox"/> Tesorería	<input checked="" type="checkbox"/> Control Externo	
<input checked="" type="checkbox"/> Contabilidad	<input checked="" type="checkbox"/> Consultores Individuales	

##### 2. Mecanismo de ejecución fiduciaria

<input checked="" type="checkbox"/>	Cofinanciamiento	Se prevé un cofinanciamiento <sup>2</sup> de €200.000.000 equivalente a US\$224.000.000 <sup>3</sup> (BEI: €100.000.000 equivalente a US\$112.000.000; AFD: €100.000.000 equivalente a US\$112.000.000). Se implementará bajo los marcos de Acuerdo de Confianza Mutua para las adquisiciones BEI-BID y el Acuerdo Marco de Asociación 2018-2023 AFD-BID. El BID es el financiador líder a quién se le delegan las tareas relacionadas con la preparación, implementación, y monitoreo de adquisiciones. Los procesos de adquisiciones que sean objeto de cofinanciamiento del BEI podrían también ser cofinanciados con recursos de la AFD en el marco del Acuerdo de Cofinanciamiento Conjunto con Servicios que se suscribirá con el BID, en adición al financiamiento del BID. El Acuerdo de Cofinanciamiento Conjunto con Servicios prevé que el ejecutor lleve a cabo el proyecto de acuerdo a las políticas y procedimientos de administración financiera del BID.
<input checked="" type="checkbox"/>	Particularidades de la ejecución fiduciaria	El Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) será responsable de la gestión financiera, de adquisiciones y contrataciones del programa.

<sup>1</sup> Cualquier sistema o subsistema que sea aprobado con posterioridad podría ser aplicable a la operación, de acuerdo con los términos de la validación del Banco.

<sup>2</sup> Considerado como Aporte Local.

<sup>3</sup> Según tasa de cambio promedio febrero 2022.

### 3. Capacidad fiduciaria

Capacidad fiduciaria del OE	La evaluación de la capacidad fiduciaria del OE se realizó a través del PACI en 3/2022 e indica que el FFTEF cuenta con nivel satisfactorio. Se identificaron estas brechas a fortalecer: (i) área fiduciaria, se brindará capacitaciones en gestión de proyectos, y sistema informático financiero, se apoyará a generar los reportes requeridos.
-----------------------------	--

### 4. Riesgos fiduciarios y respuesta al riesgo

Taxonomía del Riesgo	Riesgo	Nivel de riesgo	Respuesta al riesgo
Recursos humanos		Medio-Alto	Capacitación en las políticas del Banco y fortalecimiento del área fiduciaria con especialistas asignados al proyecto.

### 5. Políticas y Guías aplicables a la operación: GN2349-15, GN2350-15 y OP-273-12.

**6. Excepciones a Políticas y Guías:** Se solicita una dispensa parcial a las disposiciones de las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras Financiadas por el Banco (GN-2349-15, ¶1.8) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el Banco (GN-2350-15, ¶1.13) con el fin de que firmas, individuos y bienes originarios de países no miembros del Banco puedan participar en los procesos de selección, adquisición y contratación que sean cofinanciados con recursos del BEI.

## II. Aspectos a ser considerados en las Estipulaciones Especiales del Contrato de Préstamo

Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento de la primera operación individual: Antes del primer desembolso de los recursos del préstamo, el prestatario, por intermedio del OE deberá presentar evidencia de: (i) la aprobación y entrada en vigor del Reglamento Operativo del Programa ( <a href="#">ROP</a> ) en los términos y condiciones previamente acordados con el Banco; (ii) la conformación de un Equipo de Ejecución del Programa (EEP) en el marco de la estructura operativa existente del FFTEF y la contratación y/o designación formal, según corresponda, del personal clave (ver ¶3.2 LP). Véase las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso de carácter ambiental y social en el Anexo B del Resumen de la Revisión Ambiental y Social ( <a href="#">ESRS</a> ).
Tasa de cambio: Para efectos de lo estipulado en el Artículo 4.10 de las Normas Generales, las Partes acuerdan que la tasa de cambio aplicable será la indicada en el inciso (b) (i) de dicho Artículo. Para efectos de determinar la equivalencia de gastos incurridos en Moneda Local con cargo al Aporte Local o del reembolso de gastos con cargo al Préstamo, la tasa de cambio acordada será la tasa de cambio del primer día hábil del mes del pago en que el Prestatario, el OE o cualquier otra persona natural o jurídica a quien se le haya delegado la facultad de efectuar gastos, efectúe los pagos respectivos en favor del contratista, proveedor o beneficiario. Se registrarán como Cofinanciamiento los gastos cofinanciados y rendidos al BEI y a AFD. A efectos de la conversión de los importes en euros a dólares se tomará el tipo de cambio de la fecha de la justificación de los gastos del OE al BEI.
El OE presentará informes financieros anuales auditados relacionados con el uso de los recursos, de acuerdo con los Términos de Referencia (TDR) acordados con el Banco dentro de los 120 días posteriores al cierre del ejercicio fiscal. Los Informes financieros finales del proyecto se presentarán dentro de los 120 días posteriores al último desembolso. La auditoría externa del programa será realizada por una firma auditora independiente elegible para auditar operaciones financiadas por el Banco, seleccionada y contratada de acuerdo con los TDR y modelo de contrato previamente acordados con el Banco o por la Auditoría General de la Nación.

**III. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de Adquisiciones**

☒	Documentos de Licitación	<p>Para adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría ejecutadas de acuerdo con las Políticas de Adquisiciones (GN-2349-15), sujetas a LPI, se utilizarán los Documentos Estándar de Licitación (DELS) del Banco o los acordados entre OE y el Banco para la adquisición particular. Así mismo, la selección y contratación de Servicios de Consultoría serán realizadas de acuerdo con las Políticas de Selección de Consultores (GN-2350-15) y se utilizará la Solicitud Estándar de Propuestas (SEP) emitida por el Banco o acordada entre el OE y el Banco para la selección particular. Los documentos de licitación incluirán los requerimientos medioambientales y sociales de los Bancos financiadores y el Compromiso de Integridad en los términos que se acuerden entre los organismos. Los documentos de licitación harán referencia al financiamiento de los Bancos que caso a caso financian la adquisición.</p> <p>La revisión de las especificaciones técnicas, así como de los TDR de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección, es responsabilidad del especialista sectorial del proyecto y en coordinación con el equipo técnico del BEI y AFD en los términos de cada acuerdo de cofinanciamiento.</p>
☒	Adquisiciones Anticipadas Financiamiento Retroactivo	<p>El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por la suma de US\$30.000.000 (15% del monto propuesto del préstamo BID), y reconocer con cargo a la contrapartida local hasta US\$8.000.000 de gastos elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo, en ambos casos consistentes en consultorías, obras, bienes y servicios para el programa, siempre que hayan sido efectuados de acuerdo con condiciones sustancialmente análogas a las establecidas en el Contrato de Préstamo y los procedimientos de contratación guarden conformidad con los Principios Básicos de Adquisiciones. Dichos gastos deben efectuarse a partir del 11 de marzo de 2022 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la aprobación del préstamo. El monto del financiamiento retroactivo estará sujeto a las limitaciones aplicables a los desembolsos.</p>
☒	Disposiciones Especiales de Adquisiciones aplicables a la operación	<p>-Las Políticas aplicables en las adquisiciones cofinanciadas conjuntamente serán las del BID (GN-2349-15, GN-2350-15); el BID será organismo cofinanciador líder. Los umbrales aplicables para las licitaciones públicas internacionales o la selección de firmas consultoras, en contratos bajo cofinanciamiento conjunto BEI/BID serían de EUR5 millones para obras, y EUR200.000 para bienes y servicios (consultoría y no consultoría) o su equivalente en US\$. Los avisos generales y específicos de adquisiciones y contrataciones serán publicados en un periódico de circulación nacional o el boletín oficial, el UNDB online, el Diario Oficial de la Unión Europea (OJEU) y la página web del BID. La adjudicación de los contratos se publicará cuando menos en UNDB Online, el OJEU y la página web del BID. En caso las adquisiciones reciban financiamiento de AFD, ellas deberán implementarse en los términos acordados entre el BID y AFD.</p> <p>-En desarrollo de la Política Antifraude y las Prácticas Prohibidas del BEI, AFD y el BID respectivamente, todos los documentos de selección o licitación incluirán un Compromiso de Integridad. En caso algún oferente emita una declaración positiva en este Compromiso, los bancos acordarán los pasos a seguir según sus propias políticas y procedimientos, lo que incluye dictaminar sobre financiación del</p>

		<p>contrato o inelegibilidad de la firma oferente. El contenido de este Compromiso será acordado entre los financiadores.</p> <p>-Todas las protestas se procesarán colaborativamente entre los bancos y el BID liderará su procesamiento. Si el BEI o AFD recibieren una protesta la enviará al BID para revisión y decisión final.</p> <p>-En la operación aplicarán los acuerdos mutuos entre BID, AFD y BEI respecto de intercambio de información en materia de investigaciones por conductas y prácticas prohibidas, protestas e información relacionada con las adquisiciones, así como los requerimientos de prohibiciones en materia de sanciones comerciales y financieras en cada caso.</p> <p>-Enmiendas a contratos que excedan 15% del valor original del contrato o que superen el monto de EUR5.000.000 para obras, y EUR200.000 para bienes o servicios solo serán elegibles con una No Objeción conjunta del BID, AFD y el BEI, en los términos de los respectivos acuerdos para cofinanciamiento.</p>								
<input checked="" type="checkbox"/>	Supervisión de las Adquisiciones	<p>El método de supervisión será expost hasta los umbrales indicados en el cuadro inferior. Para contratos bajo el marco de cofinanciamiento con el BEI la revisión será exante. En caso se implementen adquisiciones bajo revisión expost, en el marco de cofinanciamiento conjunto con BEI, los reportes de revisión expost le serán enviados al BEI luego de emitidos.</p> <table><tr><td>OE</td><td>Obras</td><td>Bienes/Servicios</td><td>Firmas Consultoras</td></tr><tr><td>FFTEF</td><td>US\$5.000.000</td><td>US\$250.000</td><td>US\$250.000</td></tr></table>	OE	Obras	Bienes/Servicios	Firmas Consultoras	FFTEF	US\$5.000.000	US\$250.000	US\$250.000
OE	Obras	Bienes/Servicios	Firmas Consultoras							
FFTEF	US\$5.000.000	US\$250.000	US\$250.000							
<input checked="" type="checkbox"/>	Registros y Archivos	<p>Para la supervisión exante o expost del Banco, el OE deberá mantener copias digitales, en formatos que puedan ser consultados o solicitados posteriormente por el Banco, AFD y BEI.</p>								

#### Adquisiciones Principales

Descripción de la adquisición	Método de Selección	Fecha Estimada	Monto Estimado 000'US\$
Bienes			
Obras			
Ampliación y Modernización de Red	Licitación en una sola etapa	9/2022	298.382
Servicios de no consultoría			
Firmas			
Auditoria	Selección Basada en Calidad y Costo (SBCC)	3/2024	100

Estudio reducción CO <sub>2</sub>	SBCC	5/2023	50
Consultorías Plan de acción e implementación Género y Diversidad		3/2023	150
Plan de Fortalecimiento FFTEF		3/2023	50
Evaluación intermedia del programa	SBCC	3/2025	20
Estudios Pre-inversión		3/2023	1.500
Inspecciones de contratos de obras de Ampliación y Modernización		11/2022	7.429
Individuos			
Especialista Ambiental	SCC	2/2023	20
Especialista Fiduciario Gestión Financiera		2/2023	120
Especialista Fiduciario Adq.		2/2023	120

#### [Plan de Adquisiciones.](#)

Procedimientos	Justificación del uso
Mejor Oferta Final	Las obras de ampliación y modernización de la infraestructura de transmisión podrán incluir Mejor Oferta Final

#### IV. Acuerdos y Requisitos para la Gestión Financiera

<input checked="" type="checkbox"/>	Programación y Presupuesto	El OE es responsable del proceso de formulación y programación del presupuesto anual, quien se encarga de realizar todos los procedimientos conducentes a la consolidación del presupuesto anual para su aprobación. A medida que surgen necesidades de ampliación o reasignaciones de partidas, la unidad ejecutora solicita las modificaciones encargándose de gestionar su aprobación. Los créditos presupuestarios se ejecutan mediante cuotas de compromiso trimestrales y mensuales de devengado, las cuales son asignadas por la Oficina Nacional de Presupuesto (Ministerio de Economía).
<input checked="" type="checkbox"/>	Tesorería y Gestión de Desembolsos	<p>*Cuentas bancarias: El OE mantendrá una cuenta especial en dólares y una cuenta en pesos en el Banco Nación separadas e identificadas contable y operacionalmente para la gestión exclusiva de los recursos del Programa BID y utilizará cuentas bancarias separadas para los fondos recibidos por el cofinanciamiento del BEI y AFD.</p> <p>*Plan financiero: Los desembolsos se realizarán sobre la base de un plan financiero detallado basado en las necesidades reales de liquidez del programa.</p>

		<p>*Método de desembolsos: El Banco desembolsará recursos bajo la modalidad de Anticipo de Fondos u otra modalidad establecida en la OP-273-12. Los subsiguientes desembolsos posteriores al primer anticipo de fondos podrán tramitarse al haber justificado el 70% de los anticipos anteriores, para asegurar la liquidez necesaria que requiere el Programa, considerando la complejidad del mecanismo de ejecución que incorpora el cofinanciamiento conjunto por parte de la AFD y BEI, y requiere de coordinaciones adicionales que podrían generar demoras. En el caso de AFD el Banco participará en la gestión de los desembolsos, mientras que el BEI lo hará de forma independiente.</p> <p>Las solicitudes de desembolsos de recursos de AFD se registrarán por la OP-273-12 y el BID gestionará ante AFD el pedido de fondos. Los detalles relativos a la ejecución y registración de los fondos cofinanciados serán incluidos en el ROP.</p> <p>*Se utilizará la plataforma electrónica <i>Online Disbursement</i> para gestionar desembolsos BID.</p>
<input checked="" type="checkbox"/>	Contabilidad, sistemas de información y generación de reportes	El OE utilizará el sistema de Unidades Ejecutoras de Préstamos Externos (UEPEX) como sistema de administración financiera. El UEPEX permite identificar los fondos del programa y las fuentes de financiamiento. El UEPEX consigna, de conformidad con el catálogo de cuentas aprobado por el Banco, las inversiones por componente del cuadro de costos. El registro de la contabilidad se hará con base de caja y se seguirán las Normas Internacionales de Información Financiera cuando aplique, de acuerdo con los criterios nacionales establecidos.
<input checked="" type="checkbox"/>	Control Interno y auditoría interna	El control interno está a cargo de la Sindicatura General de la Nación-SIGEN, (Órgano Rector del Sistema de Control Interno), que realiza auditorías internas periódicas a los distintos organismos de la administración a través de las Unidades de Auditoría Interna (UAI).
<input checked="" type="checkbox"/>	Control externo e Informes financieros	<p>El Control Externo es desempeñado por la Auditoría General de la Nación (AGN), órgano rector de control externo, dependiente y de asistencia del Congreso Nacional en el control del estado de cuentas del Sector Público. Su creación y funcionamiento se encuentran reglamentados en el Título VII, Capítulo I, Ley 24.156 de Administración Financiera y de los Sistemas del Control Externo.</p> <p>Los estados financieros anuales del programa, con base en los TDR previamente acordados con el Banco, deberán ser auditados por un auditor independiente aceptable para el Banco, pudiendo ser tanto la AGN como una Firma de Auditoría Independiente.</p>
<input checked="" type="checkbox"/>	Supervisión Financiera de la operación	El plan de supervisión financiera surgirá a partir de las evaluaciones de riesgo y capacidad fiduciaria realizadas al OE y considerará visitas de supervisión in situ y de "escritorio", así como el análisis y seguimiento de los resultados y recomendaciones de las auditorías a los informes financieros anuales.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/22

Argentina. Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP)  
Inversiones para Promover la Descarbonización del Sector  
Energético en Argentina (AR-O0020)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el acuerdo o acuerdos que sean necesarios con la República Argentina para establecer la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP) Inversiones para Promover la Descarbonización del Sector Energético en Argentina (AR-O0020) (la "Línea") hasta por la suma de US\$1.140.000.000, con cargo a los recursos del Capital Ordinario del Banco.

2. Establecer que los recursos asignados a la Línea sean utilizados para financiar operaciones individuales de préstamo comprendidas en la Línea, de conformidad con: (a) los objetivos y reglamentos de la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión aprobados mediante la Resolución DE-58/03 y sus modificaciones aprobadas mediante las Resoluciones DE-10/07, DE-164/07, DE-86/16 y DE-98/19; (b) las disposiciones de los documentos GN-2564-3 y GN-2246-13; y (c) los términos y condiciones que consten en la propuesta de la correspondiente operación individual.

(Aprobada el \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2022)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-\_\_\_/22

Argentina. Préstamo \_\_\_\_/OC-AR a la República Argentina. Programa Federal de Transporte de Energía Eléctrica (PFTEE). Primera Operación Individual Bajo la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP) Inversiones para Promover la Descarbonización del Sector Energético en Argentina (AR-O0020)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República Argentina, como prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa Federal de Transporte de Energía Eléctrica (PFTEE), que constituye la primera operación individual bajo la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP) Inversiones para Promover la Descarbonización del Sector Energético en Argentina (AR-O0020), aprobada mediante Resolución DE-\_\_\_/22 de fecha \_\_\_ de \_\_\_\_ de 2022. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$200.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

2. Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para distribuir las cuotas administrativas recibidas por el Banco entre los departamentos pertinentes por la carga de trabajo adicional generada por el Acuerdo de Cofinanciamiento Conjunto con Servicios a ser suscrito entre el Banco y la Agencia Francesa de Desarrollo (*Agence Française de Développement*) en el marco del programa a que se refiere el párrafo 1 anterior.

(Aprobada el \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 2022)