



# **Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País en el Marco del Plan Federal de Transporte de Electricidad (AR-L1079/2514-OC/AR)**

## **Informe de Terminación de Proyecto (PCR) (Abril 2021)**

*Equipo de Proyecto Original:* José Ramón Gómez (INE/ENE), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Jorge Ordóñez (INE/ENE); Juan Carlos Páez Zamora (ESG/CPE); Gabriela Szarfer (CSC/CAR); Gustavo Sierra (CSC/CAR); Gumersindo Velázquez (CSC/CAR); y Gerónimo Frigerio (LEG/SGO).

*Equipo PCR:* Edwin Malagón (ENE/CAR), Jefe de Equipo; Roberto Aiello, Jefe de Equipo Alterno (INE/ENE); Eduardo Arraiza, Vanina Di Paola (CCS/CAR); Emilio Sawada, Fabiola Baltodano (INE/ENE); Steven Collins (VPS/ESG); Pablo Pereira dos Santos (SPD/SPD); Natalia Perez Fontela (VPC/FMP); Alonso Chaverri-Suarez (LEG/SGO).

## Índice

Links Electrónicos .....	ii
<b>Enlaces electrónicos opcionales .....</b>	<b>ii</b>
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO .....	iii
I. INTRODUCCIÓN .....	1
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO .....	1
2.1 Relevancia .....	1
a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País .....	1
b. Alineación Estratégica.....	2
c. Relevancia del Diseño .....	3
Tabla 1. Matriz de Resultados .....	8
2.2 Eficacia .....	9
a. Declaración de Objetivos de Desarrollo del Proyecto.....	9
b. Análisis Contrafactual .....	12
c. Resultados Imprevistos .....	13
2.3 Eficiencia .....	13
2.4 Sostenibilidad.....	16
a. Aspectos Generales de Sostenibilidad .....	16
b. Salvaguardas ambientales y sociales.....	17
III. CRITERIOS NO CENTRALES.....	18
3.1 Desempeño del Banco .....	18
3.2 Desempeño del Prestatario .....	18
IV. Hallazgos y recomendaciones .....	19

## Links Electrónicos

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. Cambios a la Matriz de Resultados<sup>1</sup>
3. [Versión final del Informe de terminación del progreso \(PMR\)](#)
4. [Lista de verificación PCR](#)

## Enlaces electrónicos opcionales

1. [Informe de análisis de costos ex post](#)
2. [Actas del Taller de Cierre del proyecto](#)
3. [Comentarios por escrito del Gobierno](#)

## Acrónimos y abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
ETIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
ENS	Energía No Servida
ET	Estación Transformadora
Km	Kilómetros
kV	Kilo Volts
LAT	Línea de Alta Tensión
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Mega Watt
OE	Organismo Ejecutor
PFTE	Plan Federal de Transporte de Electricidad
PFTE-II	Plan Federal de Transporte de Electricidad II
PMAS	Plan de Manejo Ambiental y Social
POA	Plan Operativo Anual
ROP	Reglamento Operativo del Programa
SE	Secretaría de Energía
SEPA	Sistema de Ejecución de Planes de Adquisición
UEP	Unidad Ejecutora del Programa

---

<sup>1</sup> No hubo ningún cambio en la MR a nivel de objetivos específicos ni indicadores de resultado.

## INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

### ^AR-L1079 Supply Elec. to Countrys Regions under Federal Electricity Transmission Plan

Country Beneficiary Argentina	Loan Instrument Investment Loan	Borrower AR-AR - NACION ARGENTINA	Loan(s) 2514/OC-AR	Sector Energy	Sub-Sector New Power Distribution & Transmission Projects
Date of Board Approval Jan 11, 2011	Date of Eligibility for First Disbursement Oct 14, 2011	Date of Closure (CO) Mar 10, 2021	Loan Amount - Original 120,000,000.00	Loan Amount - Current 120,000,000.00	Pari Passu
Total Project Cost 240,000,000.00	Months In Execution from Approval 122	Months In Execution from First Disbursement 105	Original Date of Final Disbursement Sep 26, 2014	Actual Date of Final Disbursement Jun 26, 2020	Cumulative Extension(Months) 69
Total Amount Disbursed 120,000,000.00	Total Percentage of Disbursement 100%				

### ^Ratings of project Performance in PMRs



Has This Project Received Funds from  
another Project? ☐ Yes ☒ No

Has This Project Sent Funds to Another  
Project? ☐ Yes ☒ No

Development Effectiveness Classification Excellent

No	PMR Date	PMR Stage	Classification	Disbursement Percentage (As of Dec 31)
1	Jul 24, 2014	Second period Jan-Dec 2013	Satisfactory	26%
2	May 04, 2015	Second period Jan-Dec 2014	Satisfactory	63%
3	Apr 28, 2016	Second period Jan-Dec 2015	Satisfactory	72%
4	Apr 23, 2017	Second period Jan-Dec 2016	Satisfactory	83%
5	May 02, 2018	Second period Jan-Dec 2017	Satisfactory	84%
6	Apr 10, 2019	Second period Jan-Dec 2018	Satisfactory	96%
7	Apr 23, 2020	Second period Jan-Dec 2019	Satisfactory	100%
8	Apr 28, 2021	Second period Jan-Dec 2020	Satisfactory	100%

## ^Bank Staff



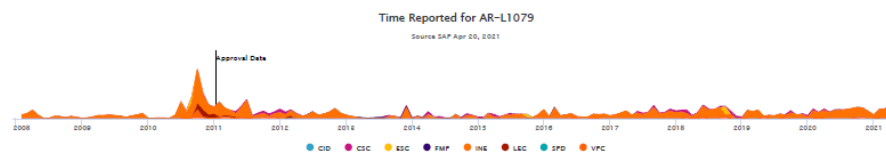
Positions	At PCR Mar 10, 2021	At Approval Jan 11, 2011
Vice-President VPS	Lopez, Benigno	Levy,Santiago
Vice-President VPC	Martinez, Richard	Vellutini,Roberto
Country Manager	Lupo,Jose Luis (CSC/CSC)	Hurtado,Carlos (CSC/CSC)
Sector Manager	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)	Rosa,Alexandre Meira (INE/INE)
Division Chief	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Alves,Leandro Feliciano (INE/ENE)
Country Rep		Lupo,Jose Luis (CSC/CAR)
Project Team Leader	Malagon Orjuela,Edwin Antonio (ENE/CAR)	Levy Ferre,Alberto (INE/ENE)
PCR Team Leader	Malagon Orjuela,Edwin Antonio (ENE/C	

## ^Staff Time and Cost



Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	39.80	269,273.99
Supervision	125.75	809,539.21
Total	165.55	1,078,813.20

## ^Time



## I. INTRODUCCIÓN

El objetivo general del Programa fue apoyar el incremento de la eficiencia y confiabilidad del abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico argentino. Los objetivos específicos del Programa fueron: (i) recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.

El costo total del Programa fue estimado en US\$240 millones de los cuales US\$120 millones estaban previstos a ser financiados con recursos del BID y US\$120 millones con contrapartida local<sup>2</sup>. El Programa se estructuró con dos Componentes. Componente I: Ingeniería, Supervisión y Administración (Total US\$14,8 millones; BID US\$7,4 millones). Componente II. Inversiones en la red de transmisión eléctrica (Total US\$214,4 millones; BID US\$107,2 millones); y el valor restante para escalamiento e imprevistos (Total US\$10.8 millones; BID US\$5,4 millones).

Con la ejecución del Programa se esperaba: (i) evitar que los equipos que componen los sistemas de transmisión regionales operen superando los valores para los que fueron contruidos o diseñados y poniendo en riesgo su integridad o acortando su vida útil; (ii) evitar la necesidad de programar cortes de carga sistemáticos en las horas de mayor demanda como único recurso para evitar el deterioro o destrucción de los equipos o el riesgo de un colapso (*black-out*) del sistema eléctrico regional; y (iii) evitar el riesgo que, ante la falla o salida forzada de un equipo por un tiempo prolongado, se produzcan colapsos generalizados y/o restricciones de mucha duración que afecten a la población y las actividades productivas.

El financiamiento para el Programa fue aprobado en enero del 2011, mediante Resolución DE-003/11. El contrato de préstamo No. 2514/OC-AR fue suscrito el 26 de marzo de 2011.<sup>3</sup> Fue declarado elegible para el primer desembolso en setiembre del 2011. El plazo original para desembolsos fue de 42 meses y tuvo una extensión total de 69 meses hasta el último desembolso. El monto del préstamo BID fue desembolsado en 100% en junio del 2020. Bajo el Componente I del Programa se completaron estudios y consultorías. Bajo el Componente II se financió la construcción de 667 Km de líneas de transmisión (incluyendo 4.9 km de líneas subterráneas) y obras en estaciones transformadoras que incrementaron una capacidad agregada en 475 MVA (Mega Volt - amperio).

## II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

### 2.1 Relevancia

#### a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País

Problemática. Al momento de la preparación y aprobación de la operación (2010-2011) la red de transmisión de electricidad del país estaba saturada en diferentes puntos presentando importantes problemas, tales como: (i) insuficiente capacidad de transmisión en el sistema especialmente en los niveles de 132 kV; (ii) líneas de transmisión y equipos

---

<sup>2</sup> Incluye recursos de cofinanciamiento de la Corporación Andina de Fomento (CAF), recursos de la Nación y de las Provincias.

<sup>3</sup> Fue enmendado mediante contratos modificatorios de fechas 30 de septiembre de 2015 (cláusulas de gestión financiera) y 27 de noviembre de 2017 (cambio de organismo ejecutor).

de subestaciones de los sistemas operando por encima de los valores para los que fueron diseñados; (iii) cortes de carga en el sistema para evitar riesgos de colapsos en el sistema y daños en los equipos; y (iv) operación sin reserva en la capacidad del sistema de transmisión con riesgos crecientes de colapsos o restricciones importantes en el servicio eléctrico con sus implicancias para el sector productivo y la población.

Justificación. Para dar respuesta a estas restricciones, el gobierno creó el Plan Federal del Transporte de Electricidad (PFTE). La primera fase del Plan permitió resolver los cuellos de botella estructurales de la columna vertebral del sistema de transporte en Líneas de Extra Alta Tensión (LEAT), remover las restricciones de despacho y garantizar un mejor abastecimiento a las provincias<sup>4</sup>. La Secretaría de Energía (SE) y el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) prepararon la segunda fase del Plan Federal de Transporte de Electricidad II (PFTE-II) (2003) que incluyó inversiones en las provincias a través de obras prioritarias focalizadas que busquen resolver los problemas locales asociados al retraso de inversiones. El PFTE-II surgió de la necesidad de mantener los estándares de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica como así también cumplir con las regulaciones de seguridad y confiabilidad del sistema exigidas por las normas y el órgano regulador. El PFTE-II fue preparado en consenso con los organismos provinciales y regionales encargados del sector y las empresas transportistas de electricidad. Se identificó un universo de 379 obras, las cuales fueron priorizadas de acuerdo con su contribución efectiva a la solución de problemas de abastecimiento y restricciones de transporte, seleccionándose 109 obras prioritarias.

Debido a las restricciones en los recursos disponibles para la inversión muy pocas de las obras identificadas bajo el PFTE-II habían podido avanzar y ser ejecutadas. En ese contexto, las autoridades solicitaron el apoyo del BID para financiar el Programa de Abastecimiento Eléctrico en las Distintas Regiones del País, en el Marco del PFTE-II. El programa responde directamente a las necesidades y prioridades del país al apoyar las inversiones más urgentes y prioritarias en diferentes provincias focalizándose en líneas en alta tensión en 132 kV y estaciones transformadoras, tanto construcción de nuevas como ampliaciones de las existentes.

#### **b. Alineación Estratégica**

**Estrategia del BID con el País.** El Programa era consistente con las prioridades establecidas en la Estrategia del BID con Argentina para el período 2004-2008 (GN-2328-3), en la cual se incluía al sector eléctrico como una de las áreas focales de intervención para la expansión de la infraestructura necesaria para dinamizar el sector productivo. De igual modo, fue consistente con la actualización de la estrategia para el período 2009-2011 (GN-2570) ya que se apoyaba al segmento de transmisión eléctrica que fue uno de los subsectores priorizados. Asimismo, estuvo alineado con la iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático que promovía la eficiencia energética. El Programa fue consistente también con las estrategias de los períodos subsiguientes. La Estrategia de País 2012-2015 (GN-2687) priorizó las intervenciones en la Región de Norte Grande (NG) para aliviar las restricciones al crecimiento en dicha región. El Programa incluyó inversiones en líneas de transmisión y estaciones transformadoras en las provincias de Salta, Jujuy y Chaco que forman parte de la Región del Norte Grande. La Estrategia de País 2016-2019 (GN-2870-2) tenía como uno de sus ejes estratégicos la mejora del

---

<sup>4</sup> Esta fase contó con apoyo del Banco a través de las operaciones 1764/OC-AR (aprobado en 2006) y 1764/OC-AR-1 (aprobado en 2009).

ambiente de negocios y la inserción del sector privado en las cadenas de valor. La calidad y confiabilidad del servicio eléctrico constituía uno de los cuellos de botella para el desarrollo productivo del país.

El Programa ha sido consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del Banco (2016-2019) especialmente en lo relacionado con el cambio climático ya que las intervenciones contribuyen a mejorar la eficiencia del sistema de transmisión reduciendo las pérdidas técnicas y también a reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero del parque térmico a diésel que dejan de operar al fortalecerse el sistema de transmisión.<sup>5</sup>

### **c. Relevancia del Diseño**

Al momento de la preparación y aprobación de la operación la red de transmisión del país estaba saturada en diferentes puntos presentando importantes problemas, tales como: (i) insuficiente capacidad de muchos equipos de los sistemas de transmisión (líneas, transformadores y otros equipos de las subestaciones) especialmente en los niveles de 132 kV; (ii) la operación de líneas y subestaciones superando los valores de carga para los que fueron diseñados, afectando la integridad de esos equipos y acortando su vida útil; (iii) interrupciones en el suministro eléctrico en las horas de mayor demanda como único recurso para evitar el deterioro o destrucción de los equipos que no podían operar por encima de las especificaciones técnicas de diseño, y para evitar colapsos en el sistema eléctrico regional; y (iv) riesgos crecientes de interrupciones de servicios no programadas o colapsos generalizados (*black out*) debido a que el sistema estaba operando sin las reservas técnicas suficientes por falta de inversiones en sectores críticos del sistema, que traería como consecuencia el aumento de la Energía no Servida (ENS). En ese marco, el Programa planteó el apoyo a inversiones críticas en el sistema de transmisión eléctrica a nivel regional para paliar esta situación, con una cobertura geográfica que incluía todas las provincias del país, priorizando las obras a incluir de acuerdo a su contribución efectiva a la reducción de las ENS, uno de los principales resultados esperados del Programa.

Las líneas de transmisión y las estaciones transformadoras constituyen la infraestructura del segmento de transmisión que conecta las fuentes de generación eléctrica con las redes de distribución a través de las cuales se llega a los usuarios. Cuando la capacidad del segmento de transmisión es insuficiente para hacer frente a la demanda de una región del país, la calidad del servicio se deteriora reflejándose por ejemplo en fluctuaciones de tensión e interrupciones de servicio no programadas. En esa situación las empresas distribuidoras tienen que restringir el servicio interrumpiendo el suministro por sectores o bien tienen que instalar generación térmica a diésel de alto costo y elevado impacto ambiental para suplir la generación que no puede llegar a la red de distribución por las limitaciones en la capacidad de transmisión<sup>6</sup>.

Para buscar resolver estos desafíos, el Programa fue diseñado con el objetivo general de apoyar el incremento de la eficiencia y confiabilidad del abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico. Los objetivos específicos del Programa fueron: (i)

---

<sup>5</sup> Adicionalmente, el programa contribuyó con el indicador del marco de resultados corporativos (CRF) de la estrategia institucional, 3.2.4 kms de líneas de transmisión instaladas o mejoradas

<sup>6</sup> Un ejemplo es el caso de la línea de transmisión Cochabamba – La Paz en Bolivia en donde se tuvo que recurrir a desconexión manual de carga hasta tanto se completó la construcción de dicho proyecto. Informe de Terminación de Proyecto de la Línea de Transmisión Cochabamba – La Paz, BID (BO-L1071).



recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución

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 los países<sup>7</sup>. La baja calidad del suministro eléctrico que se refleja, entre otros, en los cortes no programados del servicio y fluctuaciones de tensión tiene grandes implicancias en la población<sup>8</sup> y en el sector productivo<sup>9</sup>. Ante estos problemas el fortalecimiento de las redes de transmisión eléctrica a través de inversiones en líneas y estaciones transformadoras son fundamentales para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico<sup>10</sup>.

Como ya se ha señalado, el Programa se planteó con dos Componentes con sus respectivos productos.

**Componente I: Ingeniería, Supervisión y Administración (Total US\$14,8 millones; BID US\$7,4 millones).** Este Componente tenía por objetivo financiar las actividades necesarias para la adecuada ejecución del Programa e incluyó estudios de factibilidad técnica, económica, ambiental y social de las obras de infraestructura incluidas en el Componente II, así como las actividades de supervisión socioambiental, auditoría y evaluaciones requeridas.

**Componente II. Inversiones en la red de transmisión eléctrica (Total US\$214,4 millones; BID US\$107,2 millones):** Este Componente tenía por objetivo financiar obras de expansión y de refuerzo de los sistemas de transmisión y subtransmisión provincial y regional que formaban parte del Plan Federal de Transporte de Electricidad II incluyendo proyectos de líneas de transmisión, estaciones transformadoras (nuevas y expansiones de estaciones existentes) y obras complementarias<sup>11</sup>.

El primer objetivo específico del Programa fue recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial. El concepto de “recuperación”, en rigor, implica una situación en que se ha perdido una capacidad determinada en el sistema, en este caso en proporción con la demanda máxima que tiene que abastecer en el área de influencia. Con el paso del tiempo, dicha demanda se incrementa debido a la conexión de nuevos usuarios y el aumento del consumo de los existentes. Por lo tanto se requirió llevar a cabo inversiones en los sistemas de transmisión para volver a contar con dicha capacidad para atender la demanda máxima en condiciones aceptables de operación por un determinado periodo de tiempo.

El segundo objetivo específico fue “aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución”. Para ello las inversiones planteadas bajo el Programa fueron

---

<sup>7</sup> DIA (*Development in the Americas*). De Estructuras a Servicios. El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe, BID, 2020. <http://www.iadb.org/DIA2020infraestructura>

<sup>8</sup> Review on Economic Loss Assessment of Power Outages. Mao Shuai et al, Wuhan University of Technology, Procedia Computer Science, Volume 130, 2018.

<sup>9</sup> Electricity shortages and firm productivity: Evidence from China's industrial firms. Karen Fisher-Vanden, Erin T. Mansur, Qiong (Juliana) Wang. Journal of Development Economics, Volume 114, May 2015. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0304387815000048>  
<https://doi.org/10.1016/j.procs.2018.04.151>

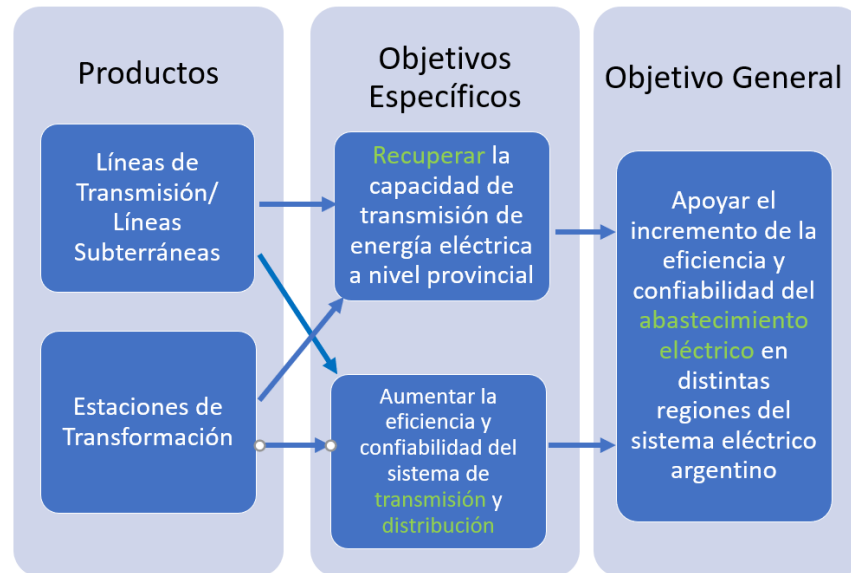
<sup>10</sup> Chowdhury A, Koval D. Application of customer interruption costs in transmission network reliability planning. IEEE Transactions on Industry Applications 2001.

<sup>11</sup> Bajo el Programa, en total, se financiaron cinco líneas de transmisión y nueve estaciones transformadoras. Ver detalle en el Capítulo 2.2. Eficacia.

para el sistema de transmisión en alta tensión, que a su vez permitieron aliviar y mejorar la operación de los sistemas de distribución, dado que desde los transformadores instalados en las subestaciones salen las líneas que alimentan a los sistemas de distribución, permitiendo una operación más segura y eficiente de todo el sistema en las áreas de influencia de las inversiones.

Con base en lo expuesto, la Lógica Vertical de este Programa se puede resumir de acuerdo con la siguiente Figura.

Figura 1. Lógica Vertical AR-L1079



Como se puede observar en la Figura 1, los productos del Programa que consisten en las líneas de transmisión y obras en las estaciones transformadoras, contribuyen a mejorar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial y a aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.<sup>12</sup>

La Propuesta de Préstamo incluyó cuatro Indicadores de Resultado: (i) Incremento de la capacidad para atender la demanda máxima (en términos de MW), (ii) Capacidad para atender demanda máxima adicional (capacidad de reserva) (en términos de MW);<sup>13</sup> (iii) Reducción de la ENS (en términos de GWh/año); y (iv) Reducción de número de estaciones transformadoras que operen fuera de banda de voltaje (número de estaciones).

<sup>12</sup> Es importante señalar que el incremento de la eficiencia y confiabilidad que se menciona en el Objetivo General es un concepto amplio que se refiere al abastecimiento eléctrico al usuario final, concepto que abarca no solo el segmento de la transmisión, sino que involucra también la generación eléctrica y su distribución en baja tensión hasta llegar al consumidor de la energía.

<sup>13</sup> La Propuesta de Préstamo no incluyó Indicadores de Impacto. En su caso, se podría haber incluido, por ejemplo, un indicador de demanda regional de energía en términos de GWh/año para medir el consumo eléctrico por regiones cuyo comportamiento depende de muchos factores incluyendo el crecimiento de la economía y aumento de la actividad productiva en cada zona.

Con base en los conceptos expuestos a continuación se explica la teoría de cambio para cada uno de los dos objetivos específicos planteados.

### **Objetivo Específico 1: Recuperar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial.**

Los proyectos del Programa que consisten en líneas de transmisión en 132 kV y obras en estaciones transformadoras contribuyen al fortalecimiento de la capacidad de transmisión en alta tensión a nivel de las Provincias. El segmento de transmisión constituye el nexo entre la generación eléctrica que se produce en distintos puntos del país y el de distribución eléctrica que lleva el servicio hasta los consumidores. Por ello, aunque hubiese suficiente generación y un sistema de distribución adecuado, si una región no cuenta con un segmento de transmisión con capacidad suficiente no es posible atender las necesidades de la demanda.

El primer indicador asignado para este objetivo específico es: demanda máxima servida en las áreas de influencia de los proyectos del Programa (en MW), el cual permite medir la capacidad de la red para atender el pico de la demanda eléctrica. A medida que la demanda de electricidad aumenta por efecto de la conexión de nuevos usuarios o por el aumento del consumo de los existentes, la capacidad de la red de transmitir electricidad resulta insuficiente para atender esa demanda máxima, por lo que es necesario ampliar la capacidad de la red existente.

El segundo indicador para este objetivo específico es: capacidad para atender demanda máxima adicional incrementada en las áreas de influencia de los proyectos del Programa, el cual se refiere a lo que se denomina la reserva de capacidad, y se mide en términos de MW adicionales por encima de la demanda máxima actual. Los sistemas eléctricos se diseñan para atender la demanda máxima durante periodos de aproximadamente 30 años, por ello cuando la demanda máxima alcanza la capacidad de las instalaciones existentes, la reserva se hace cero, por lo que es necesario realizar ampliaciones de la red para recuperarla hasta niveles adecuados. Al momento de la aprobación del Programa ninguna las regiones analizadas (excepto una) contaba con capacidad extra para atender demanda adicional lo cual indicaba que estaban operando al límite de su capacidad de diseño.

Estos indicadores son los que tradicionalmente se utilizan para conocer la capacidad que tiene la infraestructura eléctrica y se mide en términos de MW.<sup>14</sup>.

### **Objetivo Específico 2: Aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.**

La red de transmisión y distribución en una región determinada del sistema puede estar operando en el límite de su capacidad de diseño atendiendo la demanda en forma ineficiente con altos niveles de pérdidas técnicas en las líneas y subestaciones, por fuera de los parámetros técnicos de operación segura y confiable, con altos riesgos de interrupción del servicio ante cualquier incidente. Las inversiones en líneas de transmisión y obras en las estaciones transformadoras contribuyen a fortalecer el sistema para que opere dentro de los parámetros técnicos adecuados, reduciendo las pérdidas técnicas y evitando situaciones que lleven a interrupción del suministro.

---

<sup>14</sup> Proyecto de la Línea de Transmisión Cochabamba – La Paz, BID (BO-L1071).

El primer indicador para este objetivo específico es la ENS evitada en las áreas de influencia del Programa. Este es un indicador que tradicionalmente se utiliza para medir la confiabilidad y se mide en términos de GWh por año. La ENS hace referencia a la energía que no ha podido ser provista debido a las restricciones en la red en ciertos periodos de tiempo. Una red que presenta limitaciones para prestar el servicio es una red de confiabilidad baja. Las inversiones en las redes eléctricas permiten evitar ENS aumentando la confiabilidad del sistema.

El segundo indicador para este objetivo específico corresponde al número de estaciones transformadoras con voltajes de fuera de banda ( $> \text{al } \pm 5\%$ ) reducida, en las áreas de influencia del Programa. Cuando la capacidad de transmisión es insuficiente se presentan caídas en la tensión en las estaciones transformadoras ubicadas en los extremos de las líneas de transmisión, donde se encuentra la carga, debido a que la alta corriente que circula genera mayores niveles de pérdidas en los conductores, de manera que la operación se produce por fuera de los parámetros adecuados para una operación eficiente y confiable. Incluso, si los valores de operación se alejan demasiado de los valores mínimos es necesario limitar el servicio para reducir la carga de los circuitos y mantenerse más cerca de los valores mínimos. Para corregir esta situación la solución más adecuada es construir líneas en un nivel de tensión mayor, en este caso 132 kV, de manera que los valores de corriente disminuyen y las tensiones en las estaciones transformadoras se mantienen dentro del rango adecuado y por tanto es posible tener una operación con mayor grado de eficiencia y mayor la confiabilidad reduciendo el riesgo de interrupción de servicio.

En síntesis, la lógica vertical del Programa permite establecer una teoría de cambio adecuada vinculando los productos del Programa con los resultados, y éstos con los objetivos específicos. Los objetivos de desarrollo del Programa se alinearon con las necesidades de desarrollo del país, con las Estrategias de País del Banco en Argentina y con la Estrategia Institucional del Banco al momento de aprobación, durante la ejecución y al cierre de la operación. Adicionalmente, el Programa ha sido complementario con los esfuerzos de BID Invest en el país que ha apoyado proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable no convencional (eólico y solar fotovoltaico) que requirieron de capacidad de transmisión eléctrica para conectarse a la red. En términos de la relevancia del diseño, el objetivo general y los objetivos específicos del Programa están vinculados adecuadamente a los Indicadores de Resultados.

Con base a lo expuesto, se considera que la calificación de la sección de Relevancia es de **Excelente**.

En la Tabla 1 se resumen los indicadores para cada uno de los Objetivos Específicos incluyendo los valores de línea de base a la aprobación de la operación y al cierre.

**Tabla 1. Matriz de Resultados**

Indicadores	En aprobación			En elegibilidad + 60 días			Al terminar el proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A)	
Objetivo específico de Desarrollo 1										
Recuperar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial										
Indicador #1. Demanda máxima servida (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	MW	876.1	1085.7	MW	876.1	1085.7	MW	876.1	1130.9	
Indicador #2. Capacidad para atender demanda máxima adicional incrementada (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	MW	66.0	270.5	MW	66.0	270.5	MW	66.0	224.4	
Objetivo específico de Desarrollo 2										
Aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión										
Indicador#3. Energía No Servida evitada (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	GWh/año	0.0	756.2	GWh/año	0.0	756.2	GWh/año	756.2	481.3	
Indicador#4. Número de estaciones transformadoras con voltajes de fuera de banda (> al +/- 5%) reducida (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	Estaciones	30	15	Estaciones	30	15	Estaciones	15	8	

## 2.2 Eficacia

### a. Declaración de Objetivos de Desarrollo del Proyecto.

Como ya se ha mencionado, el objetivo general del Programa fue apoyar el incremento de la eficiencia y confiabilidad del abastecimiento eléctrico en las distintas regiones del sistema eléctrico. Los objetivos específicos del Programa fueron: (i) recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial; y (ii) aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución. Los resultados alcanzados fueron los siguientes.

### b. Resultados Alcanzados

Bajo el Programa se financiaron nueve proyectos distribuidos en ocho Provincias del país, incluyendo la construcción de cuatro líneas de transmisión y la construcción/ampliación de once estaciones transformadoras<sup>15</sup>.

El Programa alcanzó sustancialmente los productos esperados en términos de km de líneas y MVA de subestaciones. Se esperaban construir 837 km de líneas de transmisión en 132 kV, de los cuales se construyeron 667 km (79.7% de la meta). Asimismo, se esperaba incrementar la capacidad en estaciones transformadoras en 292 MVA, pero se logró incrementar capacidad equivalente a 475 MVA superando la meta (162.4%). La menor longitud total en líneas construidas fue sustituida por una mayor capacidad en subestaciones<sup>16</sup>. Adicionalmente, con el Componente I, se realizaron estudios y consultorías, destacándose un producto importante que fue un estudio de la expansión del sistema troncal de transmisión.

La ejecución de los proyectos contribuyó a alcanzar los **objetivos específicos** planteados en el Programa. A continuación, se analiza cada uno de los objetivos específicos a la luz de los **Indicadores de Resultado**, los cuales fueron calculados a través de un estudio eléctrico ex post detallado para cada proyecto financiado considerando las áreas de influencia de cada una de las intervenciones por lo cual los resultados son atribuibles a las inversiones realizadas<sup>17</sup>.

#### **Objetivo Específico de Desarrollo 1: Recuperar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial.**

Resultado 1. La capacidad del sistema de transmisión regional para atender la demanda máxima como resultado de las inversiones pasó de 876.1 MW (línea de base) a 1.130.90 MW, superando la meta establecida (121.2%).

---

<sup>15</sup> De los ocho proyectos identificados como muestra representativa se ejecutaron cuatro (equivalentes al 69.4% de la muestra). Los restantes fueron cinco proyectos que ya habían sido pre-identificados durante la preparación pero que no formaron parte de la muestra. Algunos proyectos incluyeron tanto líneas como estaciones transformadoras (ej. Provincia de Buenos Aires, Henderson - Pehuajó – Villegas) y otros solo inversiones en estaciones transformadoras (ej. Provincia de Chubut, Comodoro Rivadavia).

<sup>16</sup> La diferencia en entre las metas inicialmente definidas y los productos alcanzados se debe a que su definición se basa en una muestra representativa y a una estimación que se ajusta a medida que se definen las obras definitivas, esto afecta el monitoreo del progreso durante la ejecución del proyecto.

<sup>17</sup> Los indicadores por sus características deben ser medidos en las áreas de influencia eléctrica de cada proyecto por lo cual fueron calculados para cada caso a través de modelaciones.

Resultado 2. La capacidad para atender la demanda máxima adicional (capacidad de reserva) se incrementó de 66.0 MW (línea de base) a 224.4 MW, pero no alcanzó la meta de 270.5 MW establecida originalmente (se alcanzó el 77.4% de la meta). La principal razón por la cual no se pudo alcanzar la meta completa fue un incremento de la demanda en el período mayor al previsto. Lo anterior no tiene un impacto directo sobre la calidad de la prestación del servicio a los usuarios finales a pesar de que se reduce el margen de reserva en especial para el final del periodo.

**Objetivo Específico de Desarrollo 2: Aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución.**

Resultado 3. La ENS evitada fue de 481.3 GWh no alcanzando la meta de los 756,2 GWh establecidos originalmente (se alcanzó el 63.6% de la meta). Todas las obras presentaron valores positivos de ENS evitada, beneficiando a los usuarios, sin embargo, el valor medio estuvo por debajo de la media estimada inicialmente.

Resultado 4. El número de estaciones transformadoras que operan fuera de los valores de voltaje (valores mayores a +/- 5%) se redujeron de 30 estaciones a 8 estaciones, superando la meta de 15 estaciones (146.6% de la meta).

**Tabla 2. Matriz de Resultados Logrados**

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de base	Año de línea de base	Metas y alcance real		% Alcanzado	Medios de verificación
Objetivo específico de Desarrollo 1							
Recuperar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial							
Resultado #1							
Demanda máxima servida (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	MW	876.1	2010	P	1085.7	100	Informe Final del Ejecutor
				A	1130.9		
Resultado #2							
Capacidad para atender demanda máxima adicional incrementada (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	MW	66.0	2010	P	270.5	77.4	Informe Final del Ejecutor
				A	224.4		
Objetivo específico de Desarrollo 2							
Aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución							
Resultado #3							
Energía No Servida evitada (en las áreas de influencia de los proyectos del Programa)	GWh/año	0.0	2010	P	756.2	63.6	Informe Final del Ejecutor
				A	481.3		
Resultado #4							
Número estaciones transformadoras con voltajes de fuera de banda (> al +/- 5%) reducida (en las áreas de influencia)	Estaciones	30	2010	P	15	100	Informe Final del Ejecutor
				A	8		

Producto	Unidad de Medida	Valor de Línea de base	Año de línea de base	Metas y alcance real		% Alcanzado	Medios de verificación
Líneas de transmisión en alta tensión construidos	km	0	2010	P	837	79.2	Informe Final del Ejecutor
				P(a)	663		
				A	663		
Capacidad en Estaciones de Transformación puesta en servicio o habilitada	MVA	0	2010	P	292	128.2	Informe Final del Ejecutor
				P(a)	405		
				A	475		
Kilómetros de cable subterráneo construidos	km	0	2010	P	0	122.5	Informe Final del Ejecutor
				P(a)	4		
				A	4.9		

Donde: P = Planificado; P (a) = Objetivo anual revisado; A = Real.



### c. Análisis Contrafactual

El diseño no previa evaluación de impacto, sino una evaluación final, mediante la elaboración de un Estudio técnico y económico bajo las mejores prácticas de la electrotecnia aplicable a este tipo de proyectos.

La infraestructura de transmisión eléctrica en las regiones donde se ejecutaron las obras del Programa ya era insuficiente para hacer frente a la demanda existente al momento de la formulación de la operación (2011). El crecimiento de la demanda eléctrica registrada en el período 2011 a 2018 fue de 18.8%<sup>18</sup>. Si las inversiones financiadas bajo el Programa no se hubiesen realizado los sistemas de transmisión en las respectivas regiones no habrían podido hacer frente a la demanda lo cual se habría reflejado en los indicadores: (i) la demanda máxima agregada en las regiones intervenidas habría excedido la capacidad en 295 MW; (ii) la capacidad de reserva agregada para hacer frente a demanda adicional habría sido nula; (iii) debido a la falta de capacidad de transmisión desde las fuentes de generación a los centros de consumo se habrían presentado situaciones de interrupciones de servicio por 481 GWh; y (iv) 30 estaciones transformadoras en las áreas de influencia estarían operando fuera de la banda técnica. Los valores alcanzados en los indicadores de resultado surgen de simulaciones en modelos eléctricos realizados para cada obra comparando la situación actual de cada área de influencia con proyecto vs sin proyecto<sup>19</sup>. Por lo tanto, los resultados alcanzados en cada uno de los indicadores son plenamente atribuibles a los proyectos financiados bajo el Programa.

Las interrupciones de servicio por falta de capacidad de transmisión y transformación en las subestaciones se podrían haber evitado sin la ejecución de los proyectos del Programa, pero la alternativa habría sido ineficiente y a un costo sustancialmente superior. La solución técnica posible, como lo muestra la experiencia internacional en la materia, habría sido la instalación de generación térmica a diésel (generadores en contenedores) para inyectar energía directamente desde las estaciones transformadoras de la zona afectada a la red de distribución. Esta generación térmica es ineficiente y de alto costo, tres veces superior al costo del sistema (en 2019 el costo promedio de generación del sistema fue de US\$68.4/MWh y el costo variable promedio de generación a diésel fue de US\$181/MWh, al cual se deban añadir los costos de inversión). Adicionalmente, este tipo de generación produce un elevado nivel de emisiones de gases de efecto invernadero<sup>20</sup>, junto a gases a nivel local como Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) y Óxidos Nitrosos (NO<sub>x</sub>). De hecho, al inicio de la ejecución del Programa, en varias de las zonas intervenidas ya había generación por diésel instalados en subestaciones para paliar la insuficiencia del sistema de transmisión las cuales pudieron ser eliminadas una vez completadas las obras de fortalecimiento de la red. Si no se hubiesen realizado las obras bajo el Programa no solo se habrían mantenido estos equipos de generación a diésel, sino que se habría tenido que incrementar estas unidades para hacer frente a la demanda creciente.

---

<sup>18</sup> CAMMESA. Informe Anual 2019.

<sup>19</sup> Como parte de la Evaluación Final del Programa se elaboraron estudios eléctricos para cada obra que consideraron las características actuales de la red y de operación en las zonas de influencia, el crecimiento real de la demanda real desde la aprobación del programa, y la infraestructura construida con el Programa. Mediante tales estudios se determinaron tanto los valores de los indicadores de resultado como el análisis contrafactual.

<sup>20</sup> Las emisiones de los generadores diésel de están en el orden de 0.84 tCO<sub>2</sub>/MWh vs 0.46 tCO<sub>2</sub>/MWh del promedio del sistema porque se beneficia por el aporte de la generación hidroeléctrica y renovables no convencionales que representan un tercio de la matriz.

En conclusión, los resultados indican que, si no se hubiesen ejecutado las obras del Programa no se habría logrado alcanzar los resultados ni los objetivos específicos de recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial, y aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución lo cual se habría reflejado en crecientes interrupciones no programadas de suministro eléctrico, operación del sistema por encima de los valores técnicos para los cuales estaban diseñados los equipos y el consiguiente daño a los mismos, y riesgos de colapsos en el sistema en las distintas regiones.

#### d. Resultados Imprevistos

Uno de los resultados que no fueron incluidos en la formulación del Programa fue el impacto positivo en la reducción del consumo de diésel para generación que además de ser de alto costo tiene impacto negativo sobre el medioambiente por las emisiones de efecto invernadero. Debido a las restricciones en la capacidad de transmisión en diferentes puntos del sistema se fueron instalando equipos de generación eléctrica a diésel especialmente en los extremos de las redes o en las zonas con alto nivel de demanda eléctrica para evitar colapsos o interrupciones no programadas en el suministro eléctrico. Con el fortalecimiento de las líneas de transmisión y la capacidad de transformación en las subestaciones las necesidades de generación a diésel en dichos puntos se fueron reduciendo. Este resultado no fue identificado al momento de la formulación del Programa y por ende, no fue incluido un indicador específico en la matriz de resultados. No obstante, con la ejecución del Programa se estima que se ha logrado la reducción de 8778,7 tCO<sub>2</sub>, valor calculado a partir de las emisiones de los equipos diésel desplazados (0.82 tCO<sub>2</sub>/MWh) y el promedio de las emisiones del sistema (0.46 tCO<sub>2</sub>/MWh)<sup>21</sup>.

Considerando los resultados de la Tabla 2 y dado que los resultados logrados son atribuibles al proyecto y no a otros factores, se considera que la calificación de Efectividad es de **Satisfactoria**.

### 2.3 Eficiencia

El Programa financió un total de nueve proyectos (que incluyeron cinco líneas de transmisión en 132 kV y obras en once estaciones transformadoras) que se resumen a continuación.<sup>22</sup>:

	Provincia - Proyecto	Inversión (US\$ millones)	(%)
1	Córdoba: Estación Transformadora (ET) Levalle 132/66/132. kV de 40 MVA y Línea de Alta Tensión (LAT) 132 kV Maranzana 2 – Levalle.	34,79	14,52 (*)
2	Entre Ríos : ET Villaguay 132/33/13.2 kV de 30 MVA (2 x 15 MVA)	14,25	5,95 (*)
3	Salta: ET Pichanal 132/33/13.2 kV de 60 MVA y línea subterránea	12,05	5,03
4	San Luis: LAT 132 kV Luján – Parque Industrial	33,96	14,18
5	Santa Fe: LAT Cable Subterráneo 132 kV Rosario Sur – San Martín y ampliación ET San Martín	22,27	9,29

<sup>21</sup> A pesar de que aproximadamente un tercio de la generación eléctrica del sistema es de fuente térmica, las emisiones de la red son relativamente bajas debido a que las unidades térmicas operan sustancialmente a gas natural (operando a gas emiten aproximadamente un 40% menos que las unidades a diésel) y porque el resto de la matriz corresponde a generación hidroeléctrica y de otras fuentes renovables.

<sup>22</sup> Todos los proyectos han sido completados y se encuentran en operación salvo el de la Provincia de Buenos Aires que encuentra muy avanzado y se espera que se complete en el segundo semestre del 2021.

6	Buenos Aires: LAT Corredor 132 kV Henderson – Pehuajó – General Villegas	87,32	36,45 (*)
7	Chaco: LAT 132 kV Tres Isletas – Castelli	29,93	12,49 (*)
8	Chubut: Instalación Transformador en ET Comodoro Rivadavia (60 MVA)	1,83	0,76
9	Jujuy: Instalación Transformador en ET Libertador San Martín.	3,17	1,32
	TOTAL	239,56	100.0

(\*) Proyectos que fueron parte de la muestra representativa y que representan el 69,4% de los proyectos financiados bajo el Programa.

El Programa fue financiado 49% con recursos del Banco, y 51% con recursos de contrapartida, estos últimos cubiertos 22% con recursos de la Corporación Andina de Fomento (CAF), 20% de aportes provinciales y 9% del Tesoro de la Nación. El costo promedio de las líneas en 132 kV financiadas bajo el Programa fue de US\$197.530/Km, costo que se considera dentro del rango de la industria en el país y en la región<sup>23</sup>.

Se realizó un estudio de análisis económico ex post de las nueve obras financiadas siguiendo una metodología similar a la utilizada para la evaluación de la muestra representativa durante la preparación del Programa. El análisis consideró los costos incurridos de las inversiones y los beneficios de reducción de costos de generación diésel y ENS evitada calculados a partir de modelaciones para cada uno de los proyectos<sup>24</sup>. Entre los beneficios se incluye el impacto de la reducción de emisiones de CO2 por la eliminación de generación a diésel. Para su cálculo se estimó un beneficio de US\$40 por tonelada desplazada<sup>25</sup> a razón de 0.38 tCO2 de reducción por MWh. Sus resultados se muestran en el Cuadro siguiente.

Provincia – Proyecto	TIRE (%)
1. Córdoba: ET y LAT Maranzana - Levalle	47.0
2. Entre Ríos: ET Villaguay	435.8
3. Salta: ET Pichanal	97.0
4. San Luis: ET y LAT Luján – Parque Industrial	64.4
5. Santa Fe: Cable Subterráneo	50.2
6. Buenos Aires: ET y LAT Henderson – Pehuajó – Villegas	27.3
7. Chaco: ET y LAT Tres Isletas – Castelli	21.6
8. Chubut. ET Comodoro Rivadavia	195.2
9. Jujuy. ET San Martín	236.4

<sup>23</sup> El costo de la infraestructura para líneas de transmisión en tensiones de 110 kV a 138 kV se estima en un rango de entre US\$120.000/km a US\$220.00/km. Estimación con base en datos de Global Electricity Transmission Equipment Market Report (2018).

<sup>24</sup> Para los proyectos de la ET Comodoro Rivadavia (Chubut) y ET Libertador San Martín (Jujuy) que fueron intervenciones menores de instalación de transformadores se justificó por la mejora de la confiabilidad analizando el beneficio de energía no servida para una hipótesis de un evento de salida de servicio de la ET en los primeros diez años concluida la obra.

<sup>25</sup> High Level Commission on Carbon Price recomienda un rango de valores entre US\$40 a US\$80/tCO2. En este análisis se utilizó el valor más bajo de esta banda.

El análisis mostró que los proyectos financiados bajo el Programa resultaron con una tasa de retorno económica (TIRE) superiores al 12%<sup>26</sup>.

Los costos para cada uno de los componentes se muestran en la siguiente Tabla 3.

**Tabla 3. Costos del Programa**

Component: Recuperar la capacidad de transmisión de energía eléctrica a nivel provincial											235,819,015.00
Output Definition		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cost
Líneas de transmisión en alta tensión construidos	P	101,668,287.31	57,867,657.81	40,781,000.00							200,316,945.12
	P(a)	101,668,287.31	0.00	47,700,000.00	62,841,345.00	14,621,311.00	81,121,311.00	101,121,311.00		4,485,061.00	144,711,611.00
	A		4,901,000.00	30,916,309.00	15,300,163.00	13,500,000.00	0.00	69,599,373.00	6,009,705.00	6,568,720.24	146,795,270.24
Capacidad en Estaciones de Transformación puesta en servicio o habilitada	P	29,400,869.58	7,613,714.92	2,668,491.07							39,683,075.57
	P(a)	29,400,869.58	20,677,000.00	15,700,000.00	9,107,378.00	9,107,378.00		0.00		2,543,577.00	82,069,128.00
	A	601,000.00	18,342,000.00	32,292,244.00	5,500,084.00	9,107,378.00	0.00	6,576,502.00	7,106,343.00	3,733,252.15	83,258,803.15
Kilómetros de cable subterráneo construidos	P										0.00
	P(a)		2,583,000.00					0.00		0.00	9,038,276.00
	A	3,917,000.00	2,583,000.00		0.00	0.00	0.00	2,538,276.00			9,038,276.00
Other Cost		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cost
Ingeniería, Supervisión y Administración	P										0.00
	P(a)		850,000.00	0.00	751,489.00	751,489.00	621,965.00	621,965.00		0.00	4,180,985.00
	A	0.00	350,000.00	697,022.00	120,000.00	129,524.00	0.00	2,472,314.00	412,125.00	888,955.12	5,069,940.12
Total		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cost
Total Cost	P	131,069,156.89	65,481,372.73	43,449,491.07							240,000,020.69
	P(a)	131,069,156.89	24,110,000.00	63,400,000.00	72,700,212.00	24,480,178.00	81,743,276.00	101,743,276.00		7,028,638.00	240,000,000.00
	A	4,518,000.00	26,176,000.00	63,905,575.00	20,920,247.00	22,736,902.00	0.00	81,186,465.00	13,528,173.00	11,190,927.51	244,162,289.51

Es importante notar de que a pesar de que el 76% del monto del préstamo fue desembolsado en los primeros 4 años de ejecución, el plazo de desembolso tuvo que ser extendido en varias oportunidades. Las obras presentaron demoras por aspectos técnicos<sup>27</sup>, en los procesos de licitación, adjudicación y formalización de los contratos, situaciones que normalmente se observan en los proyectos de infraestructura. Sin embargo, uno de los principales factores que impactó significativamente el ritmo de ejecución fue el nivel de inflación que se presentó durante parte del periodo de ejecución, que estuvo entre un mínimo de 10.8% anual en 2012 y un máximo de 53.8% en 2019 y que afectó los procesos de pagos con fuente de contrapartida local<sup>28</sup>. Los contratos de obras incluyeron cláusulas de reajustes para los componentes en moneda local

<sup>26</sup> Para la aprobación del préstamo se realizó un análisis económico de ocho proyectos correspondientes a la “muestra representativa” que resultaron con tasas de retorno de entre 49% a 923% (Tabla 4, Párrafo 2.9 de la Propuesta de Préstamo). Las tasas de retorno elevadas se explican principalmente por los enormes beneficios a los usuarios al evitar cortes de suministro y reducción de generación a diésel de alto costo.

<sup>27</sup> En algunas obras donde la capacidad de las empresas provinciales no era adecuada se implementó la contratación de la inspección de obra por parte del CAF-SE, lo que permitió tener mejores resultados en el seguimiento y ejecución de las obras.

<sup>28</sup> El Programa cumplió las condiciones para el primer desembolso en octubre 2011; el plazo de desembolso original era septiembre 2014; el último desembolso se efectuó en junio 2020.

(obras civiles, montaje y equipos de fabricación nacional) bajo un esquema denominado “redeterminaciones” (la legislación prohíbe cláusulas de “indexación”). Las redeterminaciones tienen un proceso que se inicia con una solicitud del contratista cuando la inflación registrada supera un cierto porcentaje definido contractualmente, y requiere de la aprobación de la autoridad de aplicación (Secretaría de Energía) y la obtención de los recursos correspondientes. Adicionalmente, no es posible presentar una nueva solicitud de redeterminación, hasta tanto no se concluya el proceso de la anterior. Cuando los niveles de inflación son bajos, los contratistas pueden asumir el desfasaje de costos y hacen un esfuerzo para continuar las obras. Cuando la inflación es elevada, los contratistas no pueden asumir el desfasaje financiero por lo cual se ententece la construcción o bien se interrumpen las obras hasta tanto se regularizan los pagos.<sup>29</sup>

La obra Henderson – Pehuajó – General Villegas (Provincia de Buenos Aires) fue la que registró el mayor retraso y requirió las últimas extensiones del plazo. Esta obra representó el 36% del monto total del Programa y su contrato fue firmado en julio 2013 con un plazo original de ejecución de 540 días. El primer tramo de este proyecto (Henderson – Pehuajó), fue terminado y puesto en servicio en diciembre de 2016. Sin embargo, la construcción del segundo tramo (Pehuajó – General Villegas), se vio afectada por lluvias extraordinarias que se registraron en la zona del proyecto desde diciembre 2015 a mayo 2017 y que provocaron severas inundaciones. Esta situación llevó al Gobierno de la Provincia a declarar el estado de emergencia hídrica por 18 meses (Decreto Provincial Nro. 121/2017). Esta situación impidió la continuación de los trabajos en campo y obligó a realizar tareas extraordinarias no previstas en el contrato para adecuar las obras a las condiciones de terreno. Después de un largo proceso de negociaciones, inspecciones técnicas y auditorías, los reclamos fueron reconocidos, incluyendo el reconocimiento de mayores costos (34% del costo del segundo tramo), debido a la mayor permanencia en obra, construcción de obras de protección, conducción de agua y tareas de bombeo, nuevos caminos de acceso debido a la inundación, y construcción de una variante de traza de la línea de transmisión de aproximadamente 15 km en la zona denominada Tres Algarrobos. Finalmente, con un avance del 96.27% a diciembre de 2020 la energización de la estación transformadora se tiene planificada para julio de 2021. Uno de los factores que provocó la demora en todo este proceso fue la dificultad para obtener los recursos de contrapartida para cubrir parte de las redeterminaciones y los mayores costos, especialmente en el período 2015-2019. El contrato registró un total de 11 solicitudes de redeterminaciones la primera de las cuales fue aprobada en setiembre 2014. Asimismo, se registró una reducción del monto previsto de cofinanciamiento que fueron cubiertos parcialmente con una mayor proporción de aportes provinciales.

Con base a lo expuesto, se considera que la calificación de la sección de Eficiencia es de **Satisfactorio**.

## **2.4 Sostenibilidad**

### **a. Aspectos Generales de Sostenibilidad**

---

<sup>29</sup> El principal impacto de los retrasos en las obras fue la continuidad de los problemas identificados el momento de preparación de la operación, especialmente las interrupciones no programadas del servicio, fluctuaciones en la tensión y la necesidad de continuar utilizando generación diésel de alto costo.

Las obras de líneas de transmisión y estaciones transformadoras ejecutadas bajo el Programa son estándares en la industria y no tienen mayores complejidades desde el punto de vista técnico y operativo. La sostenibilidad de estos proyectos en el mediano y largo plazo dependen fundamentalmente de una adecuada operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil que se estima en 30 años. Una vez completadas las obras las líneas y estaciones transformadoras son operadas y mantenidas por las empresas transportistas regionales que operan las redes en 132 kV desde la década de los 90, bajo la figura de concesiones definidas a través de la Ley 24065/91, reglamentadas a través de Decretos Reglamentarios (1398/1992, 634/2003), Resoluciones de la Secretaría de Energía (21/1997, 620/2017) y del ENRE. Las empresas que operan y mantienen las obras del Programa son: Transba (Buenos Aires); Transnoa (Salta, Jujuy); Transnoa (Chaco, Entre Ríos); Transpa (Chubut), EDESAL S.A. (San Luis) y EPEC (Córdoba). Estas empresas, de acuerdo con el marco regulatorio vigente, perciben una remuneración que proviene de una porción de la tarifa eléctrica y por tanto tienen la obligación de operar y mantener la infraestructura y garantizar la disponibilidad de la red cumpliendo con los estándares de calidad de servicio definidos en las normas vigentes. Cuando se producen situaciones de interrupción del servicio en las líneas o estaciones transformadoras las empresas concesionarias tienen obligación de restaurar el servicio en plazos determinados por las regulaciones sujetos al pago de multas en caso de que no se realicen las reparaciones en tiempo y forma. Considerando las características de las obras del Programa y la capacidad y experiencia de las empresas transportistas se considera que los riesgos de problemas en su sostenibilidad son bajos.

#### **b. Salvaguardas ambientales y sociales**

Con base en la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), esta operación fue calificada como Categoría “B”. El Programa generó impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, reducir pérdidas técnicas, reducir emisiones de gases de efecto invernadero de las unidades de generación térmica a diésel que dejaron de operar como resultado del fortalecimiento de la red de transmisión. Durante la ejecución de las obras de líneas de transmisión y estaciones transformadoras no se presentaron problemas ambientales y sociales que fueran significativos. Sin embargo, en las obras de las provincias de Salta y Buenos Aires se presentaron temas ambientales y sociales de cierta complejidad que fueron gestionados exitosamente dada la experiencia y la capacidad del ejecutor. En el proyecto Pichanal (Provincia de Salta) pobladores objetaron la localización de la Estación Transformadora lo cual impactó en su cronograma. Después de prolongadas negociaciones con la participación de autoridades provinciales se llegó a un acuerdo entre las partes modificando la localización de la obra. En la construcción de la línea de transmisión Henderson – Pehuajó – Villegas (Provincia de Buenos Aires) se produjeron inundaciones en el tramo Pehuajó – Villegas por efecto de lluvias extraordinarias lo cual afectó el ritmo de construcción de las obras (2017). El Gobierno de la Provincia por medio de un Decreto declaró estado de emergencia hídrica por 18 meses para la zona. La traza de un segmento de la línea afectada (aproximadamente 15 km) tuvo que ser modificada por efecto de las inundaciones incluyendo medidas adicionales de protección, elevación de caminos de acceso, tareas de bombeo y conducción de agua, entre otros.

Con base a lo expuesto, se considera que la calificación de la sección de Sostenibilidad es de **Satisfactorio**.

## **2.5 Calificación General**

El análisis realizado muestra un resultado satisfactorio para los cuatro criterios centrales evaluados. En cuanto a la relevancia los dos objetivos planteados: recuperar la capacidad de transmisión eléctrica a nivel provincial, y aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema de transmisión y distribución, estuvieron alineados con las necesidades y prioridades de desarrollo del país consignados en la Estrategia de País tanto al momento de la aprobación como del cierre del Programa. Así mismo, la lógica vertical en la cual se basó el diseño fue consistente en cuanto a los productos financiados (estaciones transformadoras y líneas de alta tensión) y los objetivos de desarrollo planteados. En cuanto a la efectividad del Programa, de acuerdo con los indicadores establecidos y evaluados mediante un análisis técnico detallado de cada una de las obras financiadas y su contribución a los resultados agregados del Programa, todos los resultados se lograron en gran parte con un promedio del 85.1%. En cuanto a la eficiencia del Programa, mediante un análisis de costo beneficio expost, se determinó que se alcanzó una tasa de retorno económico mayor al 12% tanto a nivel agregado del Programa, como a nivel de cada una de las obras financiadas. Así mismo los costos por unidad estuvieron dentro del rango aceptable de la industria. Sin embargo, el plazo de ejecución tomó más tiempo de lo planificado, lo que retrasó poder contar con los beneficios del Programa. Finalmente, la sostenibilidad del Programa depende principalmente de la adecuada operación y el mantenimiento de las obras, los cuales están claramente reglamentados y a cargo de empresas eléctricas con experiencia. Así mismo, no se presentaron problemas ambientales o sociales que fueran significativos. En conclusión, la calificación general resultante para el Programa, a partir de la calificación satisfactoria de cada uno de los criterios evaluados (Relevancia (Excelente), Efectividad (Satisfactorio), Eficiencia (Satisfactorio) y Sustentabilidad (Satisfactorio), es de Exitoso.

### **III. CRITERIOS NO CENTRALES**

#### **3.1 Desempeño del Banco**

La secretaria de Energía (OE) destaco en la evaluación que hizo del desempeño del Banco, la colaboración permanente en temas ambientales, así como también la flexibilización del Banco ante las adversidades financieras por las que atravesó el programa. También enfatizo la celeridad y velocidad de respuesta de los distintos equipos de proyecto que acompañaron la ejecución del programa. Asimismo, recalco la importancia de considerar los plazos correspondientes a programas de obras múltiples durante el diseño de las operaciones, con la finalidad de establecer plazos de ultimo desembolsos más razonables. Ver EEO#3. Con base en lo indicado se entiende que el desempeño del Banco fue satisfactorio.

#### **3.2 Desempeño del Prestatario**

El Prestatario de la operación fue la República Argentina. Como Organismo Ejecutor, la ejecución del Programa y la utilización de los recursos del financiamiento del Banco estuvo a cargo de la Secretaría de Energía,<sup>30</sup> mediante el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal ("CAF-SE"), el cual fue creado para ejecutar las obras del Plan

---

<sup>30</sup> Mediante el segundo contrato modificatorio referido en la nota al pie No. 2 se estableció que la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería sería el Organismo Ejecutor, a través del CAF-SE.

Federal de Transporte de Energía Eléctrica y esta precedido por la Secretaria de Energia (OE). Para la gestión adecuada del Programa se creó una Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP) exclusiva de la cual se destaca el desempeño sobresaliente del equipo técnico y administrativo para llevar adelante el Programa, con conocimiento del sector eléctrico y experiencia de ejecución de préstamos con el Banco, incluyendo profesionales en el área financiera, de adquisiciones y ambiental y social<sup>31</sup>. La UEP se desempeñó en forma profesional y proactiva, manteniendo una fluida comunicación con el Banco, apoyando las visitas de campo de los especialistas y consultores, y respondiendo a los requerimientos del Equipo del Banco en tiempo y forma. Por lo anterior se considera un desempeño del Prestatario satisfactorio.

#### IV. Hallazgos y recomendaciones

##### 4.1 Ver siguiente Tabla.

**Tabla 4. Hallazgos y recomendaciones**

Hallazgos	Recomendaciones
<b>Organización y Gestión</b>	
Hallazgo #1. El Programa se ejecutó en un período en el que la tasa de inflación fue elevada, de más de dos dígitos anual (10.8% en 2012 registrando un máximo de 53.8% en 2019). Los contratos de obra cuya ejecución se prolonga en el tiempo normalmente incluyen cláusulas de ajustes de precios. En el caso del Programa los contratos incluyeron cláusula de “redeterminaciones” de precio (la legislación no permite cláusulas de indexación). El cálculo de los ajustes y los procesos de autorización y pagos sufrieron retrasos, lo cual impactó en el flujo financiero de las contratistas y retrasos y sobrecostos en las obras. En algunos casos significó la suspensión de los trabajos hasta que se regularizaron los pagos.	Recomendación #1. Cuando un programa se tiene que ejecutar en un contexto de altos niveles de inflación es importante contar con mecanismos ágiles para calcular y procesar los ajustes de precios definidos contractualmente (en su caso, revisar y mejorar los procedimientos existentes) para minimizar el impacto del flujo financiero de los contratistas y evitar retrasos en los cronogramas de ejecución.
Hallazgo #2. El Programa requirió de la coordinación permanente entre autoridades nacionales y provinciales en distintos aspectos: financieros, dado que cada obra contaba con aportes locales del Gobierno Nacional y de los Gobiernos Provinciales; en lo técnico, sectorial y ambiental, coordinando con las Secretarías, Direcciones de Energía y autoridades ambientales de cada Provincia. Esta coordinación fue adecuada gracias a que el Organismo Ejecutor ( contaba con experiencia de otros programas similares, y a su estructura y gobernanza al actuar bajo la Secretaría de Energía en el marco del Consejo Federal de Energía	Recomendación # 2. En la formulación de los programas que tienen participación de gobiernos nacionales y subnacionales se recomienda identificar claramente desde la etapa de preparación los actores involucrados, las relaciones existentes, y responsabilidades, y asegurar la capacidad de coordinación del Ejecutor con dichas instancias durante la ejecución para mitigar riesgos en el aporte de los recursos de contrapartida y retrasos en la ejecución de los proyectos. Lo anterior se puede

<sup>31</sup> El Comité de Administración del Fondo Fiduciario fue el Ejecutor del préstamo para el Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande (AR-L1021).



Eléctrica (CFEE) en el cual están representadas todas las Provincias.	apoyar en herramientas como el reglamento operativo del programa.
Hallazgo #3: El plazo original de ejecución del Programa fue de 3.5 años. Dada las características del Programa este plazo fue insuficiente para su ejecución por lo cual se tuvieron que otorgar varias extensiones.	Recomendación #3: Considerando los plazos necesarios para cumplimiento de condiciones previas de los préstamos, los retrasos que generalmente se observan en los procesos de licitación y los problemas durante la ejecución de las obras, se recomienda que el plazo de ejecución de este tipo de Programa sea mayor, de al menos cinco años.
Técnico y Sectorial:	
Hallazgo # 4. El Programa fue aprobado con base en el análisis de una "muestra representativa". Los valores de los indicadores, incluyendo líneas de base y metas, fueron estimados con base en dichos proyectos. Durante la ejecución varios de los proyectos de la muestra (equivalente a un 30% del total) fueron reemplazados por otras obras que ya estaban identificadas como prioritarias pero que no fueron parte de la muestra. Como consecuencia, se incrementaron obras para incrementar capacidad en estaciones transformadoras y se redujeron km de líneas de transmisión, pero no se ajustaron los valores de línea de base y metas.	Recomendación # 4: En los programas de obras múltiples en los que los indicadores son definidos con base en una muestra representativa, se recomienda que, en la medida de lo posible, al momento de llevarse a cabo el taller de arranque se definan con la contraparte la mayor parte de las obras que efectivamente se van a ejecutar y, con base a eso, en coordinación con SPD, se ajusten los indicadores y sus respectivas metas y líneas de base. Alternativamente, siempre que las características técnicas del proyecto lo permitan, se recomienda que se establezcan metas y líneas de base en términos relativos y no absolutos, por ejemplo, reducción o aumento porcentual esperado de un indicador de resultado.
Hallazgo #5: Las inspecciones de las obras son esenciales para una adecuada ejecución de los proyectos. En varios proyectos del Programa las inspecciones fueron asumidas por las autoridades provinciales o por empresas provinciales de electricidad que no contaban con la capacidad y experiencia adecuadas que se reflejó en la calidad de las inspecciones. Por el contrario, en aquellos proyectos donde la inspección fue realizada por una firma independiente, la inspección y el seguimiento de las obras fue satisfactorio.	Recomendación #5: Durante la preparación de este tipo de programas, y durante la ejecución cuando corresponda, se deben identificar los responsables de las inspecciones de obras (por ejemplo, organismos provinciales) y evaluar si tienen la capacidad, y la experiencia para atender adecuadamente esta actividad de acuerdo a la complejidad de las obras. En los casos en que la complejidad de las obras lo requiera, o que el ente responsable no tenga la capacidad, se recomienda que el Organismo Ejecutor asuma dicha responsabilidad a través de una firma especializada en inspección de obras, con términos de referencia que definan la capacidad del personal requerido.
Fiduciario:	
Hallazgo # 6: En varios proyectos del Programa las adquisiciones de equipos y materiales principales de mayor monto, como transformadores de potencia, conductores y torres metálicas, fueron realizados a través de licitaciones separadas de las contrataciones de las obras y el montaje (obras civiles, instalación	Recomendación # 6: En los proyectos en los que se incluyen adquisición de equipos y materiales con una participación importante en el monto total de la obra y que existen una oferta adecuada, como transformadores de potencia, conductores y torres

y puesta en marcha). Esta modalidad de contratos de proveedores nominados por un lado y contratos de obras por el otro (en vez de contratos llave en mano), permitió una mayor competencia lo cual fue positivo para la eficiencia del Programa.	metálicas, se recomienda considerar como una alternativa la compra de equipos en licitaciones independientes y la licitación de las obras por el otro (obras civiles, montaje y puesta en marcha), ya que puede ser un esquema adecuado y ventajoso para los programas.
Ambiental y Social	
Hallazgo # 7. En la construcción de la línea de transmisión Henderson – Pehuajó – Villegas (Provincia de Buenos Aires) se produjeron inundaciones en el tramo Pehuajó – Villegas por efecto de lluvias extraordinarias lo cual afectó el ritmo de construcción de las obras (2017). El Gobierno de la Provincia por medio de un Decreto declaró estado de emergencia hídrica por 18 meses para la zona. La traza de un segmento de la línea afectada (aproximadamente 15 km) tuvo que ser modificada por efecto de las inundaciones incluyendo medidas adicionales de protección, elevación de caminos de acceso, tareas de bombeo y conducción de agua, entre otros.	Recomendación #7. La resiliencia de las obras de infraestructura es un tema que toma mayor relevancia en el marco de los efectos del cambio climático. En los proyectos de líneas de transmisión que atraviesan zonas que por su topografía eventualmente podrían sufrir inundaciones o áreas en donde las napas freáticas se hayan modificado en los últimos años se recomienda un análisis detallado de resiliencia en el diseño, definición de traza y especificaciones técnicas de las obras civiles, e identificar medidas adecuadas según el riesgo.
Hallazgo #8: Con el fortalecimiento de las líneas de transmisión y la capacidad de transformación en las subestaciones las necesidades de generación a diésel en dichas áreas se redujeron o se eliminaron. Este resultado no fue identificado al momento de la formulación del Programa por lo cual el indicador respectivo no fue incluido en la matriz de resultados.	Recomendación #8: En los proyectos de fortalecimiento de líneas de transmisión y estaciones transformadoras que contribuyan a reducir generación térmica se recomienda incluir un indicador de reducción de emisiones de CO2, y de corresponder, incluir indicadores de impacto vinculados a mayor participación de energía renovable en la matriz energética.