



# **Proyecto Ciclo Combinado Punta del Tigre “B” UR-L1070, 2894/OC-UR**

## **Informe de Terminación de Proyecto (PCR) (Sep 2020)**

**Equipo de Proyecto Original:** Emilio Sawada (ENE/CUR), Jefe de Equipo; Arturo Alarcón (ENE/CBO), Jefe de Equipo Alterno; Natacha Marzolf (INE/ENE); Emiliano Detta (INE/ENE); Gabriele Del Monte (FMP/CUR); Nadia Rauschert (FMP/CUR); Javier Cayo (LEG/SGO); Oscar Camé (ESG/CPR).

**Equipo PCR:** Roberto Aiello (ENE/CPR), Jefe de Equipo; Edwin Malagón (ENE/CAR), Jefe de Equipo Alterno; Arturo Alarcón (ENE/CBR); Cecilia Correa (INE/ENE); Emilio Sawada (INE/ENE); Zachary Hurwitz (VPS/SGO); Abel Cuba (FMP/CUR); Emilie Chapuis (FMP/CUR); Victoria Zicari (CSC/CUR); César Montiel Olea (SPD/SDV); Cristina Celeste Marzo (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.....	3
c. Relevancia del Diseño.....	3
Tabla 1. Matriz de Resultados .....	10
2.2 Efectividad .....	11
a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto.....	11
b. Análisis Contrafactual.....	15
c. Resultados Imprevistos .....	18
2.3 Eficiencia.....	18
2.4 Sostenibilidad.....	24
a. Aspectos generales de sostenibilidad .....	24
b. Salvaguardas ambientales y sociales.....	24
III. CRITERIOS NO CENTRALES.....	25
3.1 Desempeño del Banco .....	25
3.2 Desempeño del Prestatario .....	26
IV. Hallazgos y recomendaciones .....	27

## Links Electrónicos

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. [Versión final del Informe de terminación del progreso \(PMR\)](#)
3. [Lista de verificación PCR](#)

## Enlaces electrónicos opcionales

1. [Informe de análisis de costos ex post](#)
2. [Actas del Taller de Cierre del proyecto y / o comentarios por escrito del Gobierno](#)

## Acrónimos y abreviaturas

ACE	Análisis Costo-Efectividad
ADME	Administración del Mercado Eléctrico
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CENACE	Comisión Nacional de Control de Energía de México
CNE	Comisión Nacional de Energía de Chile
EPC	Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (por sus siglas en inglés)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética de Brasil
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Gigavatios-hora
IVA	Impuesto al Valor Agregado
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MW	Megavatios
MWh	Megavatios-hora
PCR	Informe de Terminación de Proyecto (por sus siglas en inglés)
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
VANE	Valor Actual Neto Económico

## INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

8/24/2020

VPF-ADS PCR Dashboard

### ^UR-L1070 Punta del Tigre Combined Cycle Power Generation Project

<b>Country Beneficiary</b> Uruguay	<b>Lending Instrument</b> Investment Loan	<b>Borrower</b> UR-UTE - ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS	<b>Loan(s)</b> 2894/OC-UR	<b>Sector</b> Energy	<b>Sub-Sector</b> New Thermal Power Plants
<b>Date of Board Approval</b> Dec 17, 2012	<b>Date of Eligibility for First Disbursement</b> Jun 18, 2013	<b>Date of Closure (CO)</b> Mar 20, 2020	<b>Loan Amount - Original</b> 200,000,000.00	<b>Loan Amount - Current</b> 200,000,000,000.00	<b>Pari Passu</b>
<b>Total Project Cost</b> 200,000,000.00	<b>Months In Execution from Approval</b> 87	<b>Months In Execution from First Disbursement</b> 81	<b>Original Date of Final Disbursement</b> Apr 30, 2019	<b>Actual Date of Final Disbursement</b> Apr 30, 2019	<b>Cumulative Extension(Months)</b>

### ^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

No	PMR Date	PMR Stage	Classification	Actual Disbursements
1	Jul 24, 2014	Second period Jan-Dec 2013	Satisfactory	98,638,000.00
2	Apr 29, 2015	Second period Jan-Dec 2014	Satisfactory	298,065,000.00
3	Apr 07, 2016	Second period Jan-Dec 2015	Satisfactory	422,732,000.00
4	Apr 18, 2017	Second period Jan-Dec 2016	Satisfactory	497,292,000.00
5	Apr 27, 2018	Second period Jan-Dec 2017	Satisfactory	497,292,000.00
6	May 10, 2019	Second period Jan-Dec 2018	Satisfactory	497,292,000.00

## ^Bank Staff



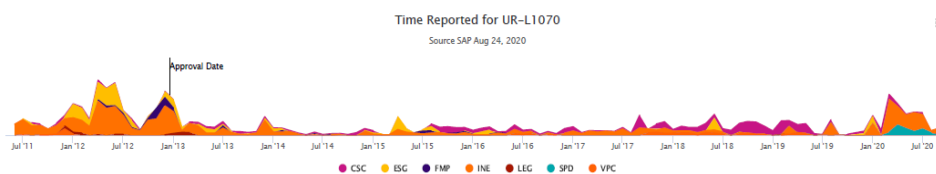
Positions	At PCR Mar 20, 2020	At Approval Dec 17, 2012
Vice-President VPS	Rodriguez-Ortiz, Ana	Levy, Santiago
Vice-President VPC	Rosa, Alexandre	Vellutini, Roberto
Country Manager	Lupo, Jose Luis (CSC/CSC)	Lupo, Jose Luis (CSC/CSC)
Sector Manager	Aguerre, Jose Agustin (INE/INE)	Rosa, Alexandre Meira (INE/INE)
Division Chief	Yepez-Garcia, Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Alves, Leandro Feliciano (INE/ENE)
Country Rep	Bendersky, Matias (CSC/CUR)	Taccone, Juan José (CSC/CUR)
Project Team Leader	Aiello, Roberto Gabriel (ENE/CPR)	Sawada, Emilio (ENE/CUR)
PCR Team Leader		

## ^Staff Time and Cost



Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (including Travel and Consultant Costs)
Preparation	44.45	446,055.81
Supervision	76.10	344,611.36
Total	120.55	790,667.17

## ^Time



## I. INTRODUCCIÓN

El objetivo general del proyecto fue contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años secos. El objetivo específico fue apoyar la construcción de una planta de generación de Ciclo Combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).<sup>1</sup>

El costo total del programa se estimó en US\$741,2 millones, de los cuales US\$200 millones (27,0%) a ser cubiertos por el BID. Adicionalmente US\$180 millones (24,3%) provistos por la CAF; US\$70 millones (9,4%) por *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), y US\$291,2 millones (39,3%) por la UTE, todos ellos en concepto de contrapartida. El programa incluyó tres componentes: (1) Obras de infraestructura que incluye diseño final, implantación y puesta en marcha de la planta de ciclo combinado a gas; (2) un programa de modernización de la gestión ambiental de la UTE; y (3) gestión y administración del proyecto.

**Resultados Esperados.** El programa contó con una Matriz de Resultados con indicadores de productos, resultados e impactos asociados. Se esperaban los siguientes resultados: (i) incrementar la oferta de energía eléctrica del sistema; (ii) diversificar las fuentes de generación eléctrica; (iii) reducir la vulnerabilidad del sistema en los años secos; y (iv) reducir el factor de emisiones del parque térmico. Se esperaba como impacto: (i) el incremento de la capacidad instalada de generación; (ii) la reducción del costo promedio de generación térmica; y (iii) la reducción de importaciones de energía. Asimismo, con el Programa se esperaba modernizar la gestión ambiental de UTE.

El programa fue aprobado en diciembre 2012. Fue declarado elegible para el primer desembolso en junio 2013. Tuvo una extensión de 15 meses para el último desembolso. El monto del préstamo BID fue desembolsado en 100%. Con respecto al primer objetivo específico que era el apoyo a la construcción del del Ciclo Combinado, el proyecto fue completado en su totalidad y se encuentra operativo desde octubre 2019. Con respecto al segundo objetivo específico, las actividades del Programa de Modernización de la Gestión Ambiental (corresponden a un componente menor que representan el 0.5% del monto total del préstamo BID) avanzaron, pero aún restan completar algunas acciones que se encuentran en ejecución con recursos de contrapartida de UTE.

## II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

### 2.1 Relevancia

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

El Proyecto del Ciclo Combinado Punta del Tigre fue concebido en el marco de una estrategia integral del sector energético de Uruguay basado en un consenso político multipartidario. Al momento de la aprobación del proyecto UR-L1070 (2012), el sector presentaba los siguientes desafíos: (i) necesidad de hacer frente al crecimiento de la demanda eléctrica; (ii) mitigar la

---

<sup>1</sup> Se denomina ciclo combinado porque aprovecha el calor emitido por dos turbinas de combustión en una tercera turbina a vapor por lo cual con la misma cantidad de combustible (gas o diésel) puede generar más energía que una planta térmica a ciclo abierto.

vulnerabilidad del sistema ante la variabilidad hidrológica; (iii) mitigar la volatilidad del precio de los combustibles fósiles; (iv) la limitada disponibilidad de gas natural por ductos importado desde Argentina; y (v) hacer frente a los elevados precios y limitada disponibilidad de la energía eléctrica importada especialmente en los años hidrológicos secos.

Ante esta situación, la estrategia del país fue dirigida a las siguientes líneas de acción: (i) la diversificación de la matriz eléctrica, en especial con la incorporación masiva de energía eólica (en 2012 la capacidad instalada eólica era 43 MW y representaba menos del 1%); (ii) la diversificación de fuentes y destinos de importación y exportación eléctrica con la construcción de una línea de transmisión con una capacidad de intercambio de 500 MW entre Uruguay y Brasil (en 2012 la capacidad de interconexión con Argentina era de 2.000 MW a través de la central hidroeléctrica binacional Salto Grande, pero la interconexión con Brasil era solo de 72 MW); (iii) la construcción de una planta de ciclo combinado (Punta del Tigre B) y la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) que permitiera comprar gas del mercado internacional sin depender del gas por ducto de Argentina; (iv) fomentar la instalación de plantas de generación a partir de biomasa (residuos forestales y plantas de pulpa de papel) (en 2012 solo había una planta de celulosa en Uruguay con una capacidad instalada de generación de 165 MW); y (v) la implementación de programas de eficiencia energética. Estas líneas de acción y lineamientos se incluyeron en la Política Energética aprobada por la Ley de Presupuesto Nacional 2010-2014. El punto 10 de dicha política indicaba la necesidad de contar con un plan de expansión de la generación con metas para cada fuente y en el punto 15 se mencionaba la participación del gas natural en la matriz energética incluyendo la construcción de la planta regasificadora. La planta de Ciclo Combinado también formó parte del Plan de Inversiones 2010-2015 de UTE aprobado por el Gobierno.

El proyecto del Ciclo Combinado Punta del Tigre B, junto con el resto de las acciones que conformaron la estrategia energética integral del país, buscó contribuir a alcanzar los resultados e impactos que se propusieron oportunamente. Punta del Tigre B es la única planta de Ciclo Combinado que tiene Uruguay. El resto de las plantas térmicas son de ciclo abierto, que tienen una menor eficiencia y mayor consumo específico., por lo cual en el sistema se lo conoce como “el Ciclo Combinado”.

La planta de Ciclo Combinado de 530 MW fue parte de esta estrategia integral con la que se esperaba incrementar la oferta de energía eléctrica aumentando la capacidad instalada del sistema que era de 2.692 MW (2012); diversificar las fuentes de generación eléctrica; y reducir la vulnerabilidad del sistema en los años secos.<sup>2</sup>

Con respecto al Componente II de Modernización de la Gestión Ambiental, con las acciones e inversiones previstas se esperaba fortalecer el manejo de los temas ambientales de UTE lo cual era consistente con los lineamientos de la Política Energética 2010-2015 que consideraba el tema ambiental en el marco del incremento de las fuentes renovables y el énfasis en la eficiencia energética.

El Programa es también consistente con el Plan Estratégico de UTE vigente que incluye la sustitución de equipamiento que va cumpliendo con su vida útil, impulso a la integración energética regional y continua mejora en la gestión ambiental de la empresa, y también con los lineamientos de la política energética del Programa del Gobierno para el período 2020 – 2025

---

<sup>2</sup> La planta regasificadora de gas natural licuado en Montevideo (GNL del Plata) que sería la proveedora del gas para el Ciclo Combinado se adjudicó y se comenzó a construir, pero finalmente no se construyó (ver más detalles en 2.2: Efectividad).

especialmente en lo vinculado a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero que surgen del sector energía, utilización de gas natural en reemplazo de combustible líquido e impulso a las exportaciones de energía eléctrica<sup>3</sup>.

## **b. Alineación Estratégica**

El Programa se alineó con dos Estrategias de País del BID con Uruguay desde su aprobación hasta su cierre. Entre 2010 y 2015, el Programa se alineó con la Estrategia de País 2010 - 2015 (GN-2626) al priorizar el apoyo a las inversiones que contribuyeran a asegurar el abastecimiento energético mediante la incorporación de infraestructura de regasificación de GNL e inversiones asociadas para la generación eléctrica a gas y con plantas de generación térmica de ciclos combinados.

También se alineó con la Estrategia de País 2016-2020 (GN-2836), al priorizar acciones que contribuyeran a consolidar la diversificación de las fuentes energéticas y aprovechar sus beneficios, incluyendo las iniciativas del sector privado, con énfasis en los proyectos de energía renovable, medidas que promuevan el uso eficiente de la energía y minimicen el impacto ambiental, y la integración energética regional.

El Programa también fue consistente con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9) y la Estrategia Institucional del Banco. El Ciclo Combinado y las acciones de modernización de la gestión ambiental de UTE fueron consistentes con los lineamientos y contribuyen con las metas del incremento de capital del BID (GCI-9) vinculado a: (i) integración, ya que la planta consumirá gas o combustible importados y eventualmente, dependiendo de las condiciones del mercado regional, podría exportar energía eléctrica; y (ii) cambio climático, ya que la planta de Ciclo Combinado desplaza el despacho de máquinas térmicas ineficientes, contribuye a disminuir el factor de emisiones del conjunto del parque térmico de generación y aumentar su eficiencia, además de servir de respaldo a la creciente capacidad de generación eólica.

El Programa ha sido consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del Banco (2016-2019) (AB-3008) y a su marco de resultados especialmente en lo relacionado con el cambio climático ya que el Ciclo Combinado contribuye a reducir el nivel de emisiones del parque térmico del sistema; a la sostenibilidad ambiental a través de las acciones de modernización del componente respectivo; y a la integración regional especialmente con el aumento de las exportaciones de energía de Uruguay a los países vecinos.

## **c. Relevancia del Diseño**

Como ya se ha mencionado, el objetivo general del proyecto fue contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años secos. El objetivo específico fue apoyar la construcción de una planta de generación de Ciclo Combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental de la UTE.

Al momento de la aprobación del programa la situación del sector eléctrico en Uruguay planteaba desafíos debido al: (i) crecimiento de la demanda que era del orden del 3.5% anual; (ii) la

---

<sup>3</sup> Plan Estratégico UTE 2019 y Programa 2020 – 2025 – Acciones de Gobierno.



vulnerabilidad del sistema ante la variabilidad hidrológica que impactaba en la generación hidroeléctrica; en los años con mucha lluvia la energía hidroeléctrica cubría más del 90% de las necesidades mientras que en un año seco solo llegaba a cubrir cerca de la mitad de la demanda, lo que obligaba a despachar energía térmica de alto costo y, además, cuando la oferta nacional era insuficiente obligaba a importar energía también de alto costo; (iii) la volatilidad del precio de los combustibles fósiles (gas natural, petróleo y derivados, todos importados) que tenían impacto significativo cuando coincidían altos precios de petróleo con años hidrológicos secos; (iv) la limitada disponibilidad de gas por ductos de Argentina (la producción de gas en Argentina venía decreciendo y se suspendieron las exportaciones a partir del 2007 manteniéndose solo un suministro un mínimo para uso residencial en Uruguay); y (v) los elevados precios de energía importada y su limitada disponibilidad, especialmente en los años secos; Uruguay llegó a importar hasta un 15% de su demanda (2006) pagando precios de más de US\$400 por Megavatio-hora (MWh) (frente a precios promedio de importación de US\$199/MWh) ya que la escasez de lluvias en una temporada afecta casi por igual a Uruguay como a Argentina y al sur de Brasil por integrar la misma cuenca. Ante esta situación, la solución planteada por el Gobierno de Uruguay fue la expansión del parque eólico combinada con la instalación de un ciclo combinado, junto con una planta regasificadora de GNL (no financiada por el programa) para proveer gas. La instalación de plantas eólicas y solar fotovoltaica en gran escala solo era posible si se contaba con generación firme en el sistema siendo el ciclo combinado el más apropiado por su rápida respuesta, eficiencia energética y costo. La construcción de la planta de ciclo combinado permitiría garantizar el suministro frente a la creciente demanda, incrementar la energía renovable diversificando la matriz y reducir la vulnerabilidad del sistema para los años de sequía.

En este contexto, el Programa planteó tres Componentes que contenían productos claramente diferenciados.

**Componente I: Obras de Infraestructura.** Incluyó el diseño final de ingeniería, suministro de equipos y materiales, construcción de obras civiles, eléctricas y electromecánicas y puesta en marcha de la planta de ciclo combinado (530 MW de capacidad instalada). Se licitó llave en mano bajo un contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*). La planta fue diseñada para poder utilizar gas natural y diésel como combustible alternativo, con dos turbinas de combustión duales, dos calderas de recuperación de calor y una turbina de vapor, y sistemas auxiliares. El monto de este componente fue estimado en US\$481,3 millones (monto sin incluir impuestos y gastos de importación).

**Componente II: Programa de Modernización de la Gestión Ambiental en la UTE.** Este programa (US\$1 millón, a ser cubiertos por recursos del préstamo BID), incluyó: (i) un diagnóstico ambiental integral de la UTE; (ii) el desarrollo de un plan de acción ambiental; (iii) el desarrollo de un sistema de gestión y desempeño ambiental; y (iv) la ejecución de un proyecto piloto a ser identificado, dimensionado e implementado durante la ejecución del préstamo (ej.: manejo de residuos industriales).

**Componente III. Gestión y Administración del Proyecto.** Incluyó la contratación de una firma consultora para supervisión de las obras; asimismo, cubrió los gastos de importación, cargas sociales, pago de IVA y otros. Adicionalmente, se habían previsto US\$75 millones (15% del valor de las obras) para imprevistos como contrapartida, y US\$2,0 millones del financiamiento del BID para cubrir gastos financieros del préstamo del BID.

La operación planteó como objetivos específicos apoyar la construcción de una planta de generación de Ciclo Combinado y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental de la UTE. Cabe destacar que estos objetivos específicos

están ligados directamente a indicadores de producto. Por un lado, apoyar la construcción de una planta de generación de Ciclo Combinado y sus obras complementarias se conecta directamente con el Componente I, y en particular con el producto correspondiente a la “Planta de Ciclo Combinado de 530 MW Instalada y Operando”. Por otro lado, el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental de la UTE se liga directamente con el Componente II, específicamente, con sus cuatro indicadores de producto: (i) Diagnóstico Ambiental de UTE realizado; (ii) Plan de Acción Medioambiental desarrollado; (iii) Sistema de Gestión y Desempeño Ambiental desarrollado; y (iv) Proyecto Piloto utilizando el Sistema de Gestión Ambiental implementado.

Siguiendo las Nuevas Guías de Informe de Terminación de Proyecto (PCR) 2020 (Documento OP-1696-5), la evaluación del PCR se lleva a cabo en relación con los objetivos específicos y sus indicadores de resultados asociados. Sin embargo, el planteamiento de los objetivos específicos en sus términos originales resulta insuficiente para evaluar adecuadamente el programa pues los objetivos específicos están asociados directamente a los productos de los Componentes (el detalle de los Productos se muestra en la Tabla 2). Además, al mantener los objetivos específicos como se estableció originalmente sería difícil establecer una “teoría de cambio” pertinente que permita asociar a los productos con los resultados y a estos dos con el logro del objetivo específico.<sup>4</sup>

Con base en lo anterior y dado que las Guías señalan que, cuando los objetivos específicos no se aprobaron con las métricas adecuadas en términos de resultados, se debe buscar reconstruir una medida para dichos objetivos, se consideró conveniente replantear los objetivos específicos formulados en la propuesta de préstamo para contar con una teoría de cambio adecuada y medir su cumplimiento a través de indicadores de resultados y no de productos.

Analizando el planteo de la operación, se puede observar que en el objetivo general se incluyeron tres aspectos que fueron claves para abordar los problemas que enfrentaba el sector eléctrico en Uruguay, a decir: (i) satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica; (ii) necesidad de diversificar la matriz energética en forma ambientalmente sostenible; y (iii) mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años de sequía. En rigor, estos tres objetivos por su naturaleza y contenido deberían haberse formulado como objetivos específicos de la operación a ser alcanzados en el corto y mediano plazo. La formulación podría haber sido más adecuada si se planteaba un objetivo general más amplio a largo plazo, por ejemplo, “apoyar el desarrollo del sector energético del país en forma eficiente y ambientalmente sostenible”, y los tres puntos incluidos en los objetivos generales como objetivos específicos. El agregado de este objetivo general a largo plazo no habría modificado el planteo de la operación en cuanto a sus productos e indicadores.

La operación incluyó cuatro indicadores de resultado: (i) energía eléctrica generada; (ii) generación no hidráulica; (iii) capacidad de generación térmica firme; y (iv) emisiones de CO<sub>2</sub>. Estos indicadores de resultados se encuentran asociados directamente con los tres aspectos planteados en el objetivo general original, más que con el objetivo específico original.

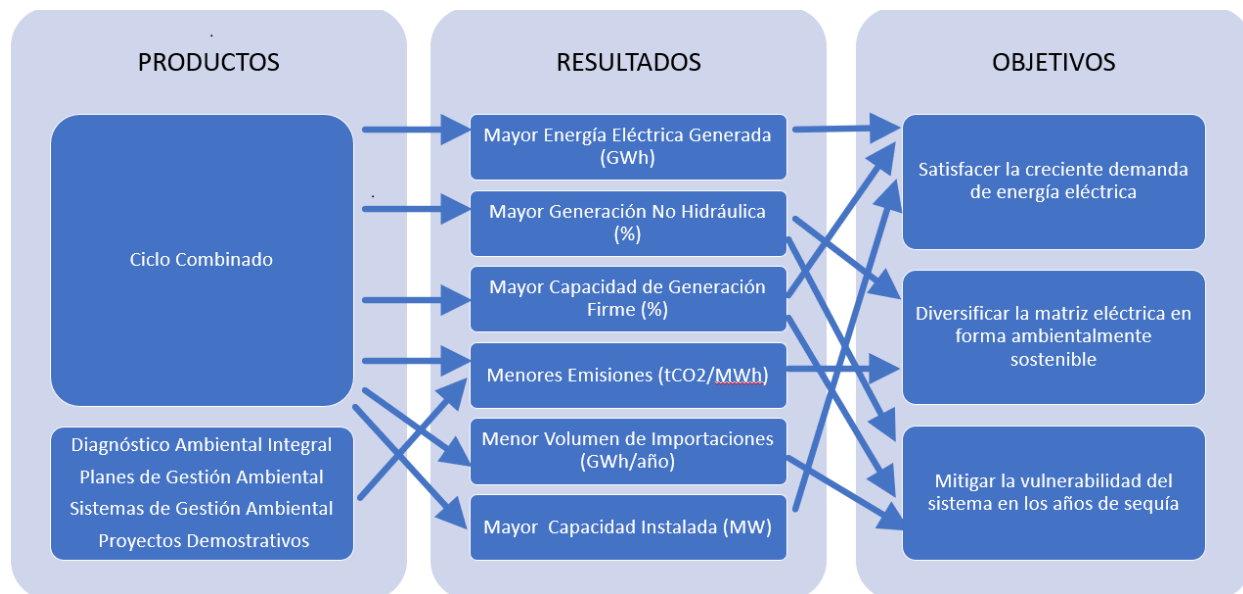
Además de estos cuatro indicadores de resultados en la propuesta de préstamo se incluyeron tres indicadores de impacto. Dos de ellos: (v) volumen de importaciones de energía, y (vi) capacidad instalada de generación, se consideran que son adecuados para medir resultados

---

<sup>4</sup> La Teoría de Cambio es una metodología de diseño de proyectos que se utiliza para explicar cómo y por qué las actividades de un proyecto van a dar lugar a los cambios deseados. Proporciona una hoja de ruta para el cambio, basada en una evaluación del entorno en el que está trabajando.

de la operación en el corto y mediano plazo por lo que se los incluyó en el análisis de relevancia del diseño. Siguiendo este razonamiento, la lógica vertical para este proyecto es el que se resume en la figura siguiente:

Figura 1. Lógica Vertical UR-L1070



Como se puede observar en la figura precedente, la planta de Ciclo Combinado contribuiría a generar mayor energía eléctrica; a incrementar la generación eléctrica no hidráulica; a contar con mayor capacidad de generación térmica firme; a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>; a reducir el volumen de importaciones de energía; y a incrementar la capacidad instalada de generación del sistema (algunos de los indicadores contribuyen a más de un objetivo específico).

A su vez, las acciones de modernización de la gestión ambiental (desarrollo de un diagnóstico ambiental integral, de planes de gestión ambiental, de sistemas de gestión ambiental y la formulación y ejecución de proyectos demostrativos) fortalecerían la unidad ambiental de UTE y contribuirían al seguimiento y monitoreo de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las plantas de generación térmica.<sup>5</sup>

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

**Objetivo Específico 1: Satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica.** Los indicadores relativos a la mayor generación de energía eléctrica, el incremento de la capacidad de generación firme y el incremento de la capacidad instalada total de generación contribuirían a satisfacer la creciente demanda eléctrica en el país que constituye el primero de los objetivos específicos planteados.

Las plantas de generación a gas natural, y especialmente los ciclo combinados, son las centrales térmicas de mayor eficiencia y de menores emisiones de gas efecto invernadero por unidad calórica consumida<sup>6</sup>. Los ciclos combinados tienen una tecnología ya consolidada, reconocida

<sup>5</sup> El Componente III, por su naturaleza y contenido no tuvo indicadores.

<sup>6</sup> Combined Cycle: The Preferred Option. Power Engineering, Issue 3, 2015.

internacionalmente y constituyen la opción más eficiente para incrementar generación térmica<sup>7</sup>. Por un lado, el gas natural es el combustible más eficiente dentro de las fuentes fósiles (comparado con diésel, fueloil y otros). Por otro lado, los ciclos combinados tienen, además de las turbinas de combustión (que funcionan a gas), tienen una o más turbinas a vapor que opera con el calor residual de la combustión<sup>8</sup>. Esta última turbina aprovecha el calor ya generado, y funciona sin necesidad de combustible adicional, con lo cual puede producir más energía, con el mismo uso de combustible, que las plantas de “ciclo abierto” que no tienen recuperación de calor de la combustión.

Se planteó que la central de Ciclo Combinado contribuiría a generar un mayor volumen de energía en forma directa a través de su propia generación, pero además podía contribuir indirectamente a una mayor generación eléctrica de las fuentes renovables no convencionales intermitentes como la eólica y solar fotovoltaica, al proveer el respaldo de potencia firme que requieren los sistemas eléctricos según las regulaciones correspondientes.

El indicador de mayor **energía eléctrica generada** (en términos de Gigavatios-hora GWh, que es el resultado de la capacidad efectiva de generación por las horas en operación) es un indicador tradicional que se utiliza para medir la contribución de las plantas de generación en los sistemas eléctricos<sup>9</sup>.

El **incremento de la capacidad instalada térmica firme** como porcentaje de la demanda máxima es un indicador que muestra la robustez de un sistema para satisfacer la demanda eléctrica en forma segura. La potencia térmica firme es la capacidad instalada por el factor de disponibilidad. La capacidad instalada térmica normalmente se considera firme porque no tiene la variabilidad de otras fuentes tales como las hidroeléctricas que dependen de la disponibilidad de agua en los ríos, o las renovables no convencionales como la eólica (que depende de la disponibilidad del viento) o la solar fotovoltaica (que depende de la intensidad de la radiación solar)<sup>10</sup>. La demanda máxima es el valor del consumo pico en términos de MW capacidad que un sistema tiene que disponer para evitar riesgos de interrupciones no programadas o racionamiento.

Por último, la **capacidad instalada total de generación** de un sistema en términos de MW es el indicador estándar para dimensionar la capacidad de un sistema eléctrico. Su incremento es una de las variables más importantes para conocer si un sistema puede o no satisfacer la demanda creciente de un mercado en forma segura evitando riesgos de racionamiento. La capacidad instalada tiene que ser superior a la demanda máxima de un sistema ya que la posibilidad de despacho de cada central de generación depende de su factor de planta y su disponibilidad (horas del año que puede despachar efectivamente cuando es convocada la planta). En ese sentido, las centrales térmicas son las que tienen un mayor factor de planta (en el caso de un ciclo combinado nuevo supera el 80%) contando con disponibilidad de combustible versus las centrales hidroeléctricas que pueden estar en el orden del 40% a 50% dependiendo de la

---

<sup>7</sup> Gas Turbine in Simple Cycle and Combined Cycle Applications, Clare M. Soares, 2017. The efficiency analysis of different Combined Cycle plants based on the impact of selected parameters. Tien Dat Hoang and Daniel Kazimierz, 2016.

<sup>8</sup> En el caso de Punta del Tigre se diseñó con dos turbinas a gas y una a vapor.

<sup>9</sup> Por ejemplo, el proyecto “EG-GIZA North Power Project”, ciclo combinado construido en Egipto financiado por el Banco Mundial, cuyo objetivo de desarrollo era contribuir a la seguridad y eficiencia de la oferta de electricidad agregando nueva capacidad de generación basada en la generación de tecnología térmica, utiliza el indicador de energía generada (GWh) como un resultado para medir el logro de sus objetivos.

<sup>10</sup> Las fuentes de biomasa que normalmente operan 24 horas también se consideran fuentes térmicas firmes.

disponibilidad de agua, o de las plantas eólicas (del orden de 30% a 40%) o solar fotovoltaicas (del orden del 30%)<sup>11</sup>.

**Objetivo Específico 2: Diversificar la matriz energética en forma ambientalmente sostenible.** Este objetivo se lograría no solamente incrementando nuevas fuentes de generación y balanceando el peso relativo de cada una de ellas, sino también garantizando que dicha diversificación fuese “ambientalmente sostenible”. El incremento de la mayor generación no hidráulica y la reducción del nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> son los dos indicadores de resultados propuestos para medir la contribución de la operación a este objetivo.

El indicador de **generación “no hidráulica”** corresponde a la energía producida por las plantas térmicas sumada a la energía producida por fuentes renovables no convencionales (eólica, solar fotovoltaica y biomasa). La ratio (%) de energía hidráulica versus no hidráulica fue considerado de gran relevancia al momento de formular la operación debido a la necesidad de reducir la dependencia de las hidroeléctricas incrementando la capacidad de generación térmica juntamente con las renovables no convencionales.

La **reducción de las emisiones** en términos de toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh generados (tCO<sub>2</sub>/MWh) es uno de los indicadores tradicionales que se utilizan en el sector eléctrico para medir la contribución de una planta de generación a la sostenibilidad ambiental de los sistemas<sup>12</sup>. Al momento de formular el préstamo, el parque de las plantas térmicas de Uruguay tenía un alto índice de emisiones especialmente debido a su antigüedad (algunas construidas en la década del 1950). Se destacaban la Central CTR (0.85 tCO<sub>2</sub>/MWh), la Central Batlle Unidad 6 (0.87 tCO<sub>2</sub>/MWh) y Batlle Unidad 5 (0.84 tCO<sub>2</sub>/MWh). El diseño del nuevo Ciclo Combinado tenía previsto emisiones de 0.53 tCO<sub>2</sub>/MWh operando con diésel y de 0.39 tCO<sub>2</sub>/MWh operando con gas. El planteo fue que la incorporación del Ciclo Combinado permitiría desplazar el orden de despacho de esas plantas térmicas antiguas con alto nivel de emisiones, incluyendo el posible desmantelamiento de varias de ellas, contribuyendo de esta forma a que la matriz eléctrica del país fuese más sostenible ambientalmente. Este aspecto se consideró relevante al momento de la formulación del proyecto<sup>13</sup>. Las acciones de modernización de la gestión ambiental también contribuyen en este punto. El Ciclo Combinado estaba diseñado para poder operar con diésel y con gas natural, siendo más eficiente la generación con gas por el menor costo operativo y por el menor nivel de emisiones. Aun operando con diésel sus emisiones iban a ser menores que el resto de las plantas térmicas existentes que podían operar con el mismo combustible<sup>14</sup>.

**Objetivo Específico 3: Mitigar la vulnerabilidad del sistema eléctrico en los años de sequía.** El incremento de generación no hidráulica, una mayor capacidad de generación térmica firme y un menor volumen de importaciones de energía eléctrica son los tres indicadores de resultados que se consideraron adecuados para medir la contribución de la operación a este objetivo.

---

<sup>11</sup> En el proyecto ya mencionado “EG-GIZA North Power Project” en Egipto se utiliza este indicador de resultado para medir la consecución de sus objetivos.

<sup>12</sup> Life Cycle Assessment of Natural Gas Combined Cycle Power Generation, Pamela Path and Margaret Mann, NREL, 2000.

<sup>13</sup> Medio Ambiente y Energía en Uruguay. Aspectos de la Temática Energética desde una Visión Ambiental. Ministerio de la Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), y Agencia Española de Cooperación (AECID), 2013. Pg.93 y 94.

<sup>14</sup> Aunque no fue parte del financiamiento del programa, el gobierno tenía previsto la construcción de una planta regasificadora de GNL que iba a ser la proveedora del gas para la generación. Ver detalles en el Capítulo de Efectividad, apartado c, Resultados Imprevistos.

El Ciclo Combinado agregaría **generación no hidráulica** y una mayor **capacidad de generación firme (no variable)** contribuyendo a reducir la vulnerabilidad del sistema en los años secos. Este enfoque es el que se observa por ejemplo en Brasil, que históricamente ha tenido una alta dependencia de la energía hidroeléctrica, pero la importancia de las plantas térmicas es creciente en los últimos años. Como se explica en una publicación de la Fundación Getulio Vargas, en las últimas décadas en Brasil se ha venido modificando el paradigma de considerar a las fuentes térmicas no solo como un complemento de la base hídrica de generación para convertirse cada vez más en una fuente necesaria para garantizar el suministro de energía eléctrica<sup>15</sup>.

La necesidad de **reducción de las importaciones** de electricidad fue un factor importante considerado al formular el programa. En los años hidrológicos secos Uruguay tuvo que importar energía de alto costo de los países vecinos. Cuando hay escasez de lluvias en las cuencas vinculadas al sistema eléctrico de Uruguay (cuencas del Río Negro en el territorio de Uruguay, y del Río Uruguay que abarca Uruguay, Argentina y Brasil) también se registra bajo nivel de caudales en las cuencas regionales de los países vecinos por lo cual los precios de la energía suben en dichos países. Esto hizo que las importaciones de energía de Brasil y Argentina se encarecieran sustancialmente en los años secos. Por ejemplo, los precios promedio de importación del 2009 al 2011 fue de US\$199/MWh y de US\$425/MWh en 2009 (año seco). A través de esta operación, con la incorporación del Ciclo Combinado se esperaba poder incrementar la capacidad de generación propia a un costo menor y con ello reducir sustancialmente las importaciones.

En resumen, si bien la lógica vertical planteada originalmente no fue la más adecuada al no establecer una asociación directa entre los objetivos de desarrollo y los indicadores de resultados, a través de un replanteo de los objetivos específicos y un análisis de cada uno de los indicadores planteados originalmente se ha podido establecer una teoría de cambio adecuada que permite vincular de mejor manera los productos con los resultados, y éstos con los objetivos específicos.

Los objetivos de desarrollo se alinearon con las necesidades de desarrollo del país, con la Estrategia de País del BID con Uruguay y con la Estrategia Institucional del Banco al momento de aprobación, ejecución y cierre del Programa. En términos de la relevancia del diseño, el Programa en un principio se pudo haber beneficiado de incluir un objetivo general de largo plazo y considerar los tres puntos definidos en el objetivo general como objetivos específicos. A pesar de esto, a partir de la teoría de cambio estándar para proyectos con estas características, fue posible redefinir la lógica vertical a partir del objetivo general y los objetivos específicos aprobados originalmente, para ligarlos adecuadamente a indicadores de resultados. Con base a lo expuesto, se considera que la calificación de la sección de Relevancia es de Satisfactorio.

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. No hubo modificaciones a la Matriz de Resultados durante la ejecución.

---

<sup>15</sup> Termoeletricas e Seu Papel na Matriz Energetica Brasileira. Caderno Opinao. Andre Lawson e Guilherme Pereira, 2017. FGW Energia.

**Tabla 1. Matriz de Resultados**

Indicadores	En aprobación			Plan de arranque			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 1. Contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica										
Resultados										
GWh/año generados en UR	GWh	9.524	13.392	GWh	9.524	13.392	GWh	9.524	14.045	
Capacidad instalada térmica firme como porción de la demanda máxima	%	64	80	%	64	80	%	64	77	
Incremento en la capacidad instalada total de generación	MW	2.697	3.880	MW	2.697	3.880	MW	2.697	4.873	
Objetivo específico 2. Diversificar la matriz energética en forma ambientalmente sostenible										
% de generación no hidroeléctrica del sistema eléctrico de UR	%	32	52	%	32	52	%	32	53	
Reducción del Factor de Emisiones del parque térmico	tCO2/MWh	0.87	0.51	tCO2/MWh	0.87	0.51	tCO2/MWh	0.87	0.48	
Objetivo específico 3. Mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años de sequía										
% de generación no hidroeléctrica del sistema eléctrico de UR	%	32	52	%	32	52	%	32	53	
Capacidad instalada térmica firme como porción de la demanda máxima	%	64	80	%	64	80	%	64	77	
Reducción de Volumen de Importaciones de Electricidad	GWh/año	470	120	GWh/año	470	120	GWh/año	470	0	

## 2.2 Efectividad

### a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto.

El objetivo general del proyecto, tal como fue planteado en la Propuesta de Préstamo, fue contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años secos. Como se describió en la sección anterior (Relevancia del Diseño), la lógica vertical replanteada, más adecuada para medir el logro de objetivos, considera tres objetivos específicos: (i) satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica; (ii) diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible; y (iii) mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años secos.

### b. Resultados alcanzados

A continuación, se analiza cada uno de estos objetivos a la luz de cuatro indicadores de resultados y dos indicadores de impacto que se consideran relevantes para medir el logro de objetivos del Programa. La Tabla 2 muestra el logro de cada uno de estos indicadores por objetivo específico.

**Resultado 1. GWh/año generados en Uruguay:** La generación que era de 9.524 GWh/año (2011) y se incrementó a 14.045 (2019) superando la meta de 13.392 GWh.

**Resultado 2. Porcentaje de generación “no hidroeléctrica” en el Sistema Eléctrico Uruguayo:** La generación no hidroeléctrica (generación térmica + renovable no convencional) representaba el 32% (2011) y se incrementó a 53% (2019) superando la meta del 52%.

**Resultado 3. Capacidad Instalada Térmica Firme como proporción de la demanda máxima:** La capacidad instalada térmica firme representaba el 64% de la demanda máxima (2011) y se esperaba alcanzar una meta del 80%<sup>16</sup>. La capacidad térmica y demanda máxima pasaron de 1.096 MW y 1745 MW respectivamente (2011) a 1.543 MW y 1996 MW respectivamente (2019), con lo cual se alcanzó un 77%. La meta no se alcanzó principalmente porque fueron puestos fuera de servicio varias unidades de generación térmica antiguas (que aportaban capacidad instalada al sistema) como consecuencia de la entrada en servicio de las unidades del Ciclo Combinado.

**Resultado 4. Reducción del Factor de Emisiones del Parque Térmico (en términos de tCO<sub>2</sub>/MWh).** El factor de emisiones del parque térmico era de 0.87 tCO<sub>2</sub>/MWh (2011) y se redujo a 0.48/tCO<sub>2</sub>/MWh (2019)<sup>17</sup> superando la meta de 0.51 tCO<sub>2</sub>/MWh.

**Resultado 5. Reducción de Volumen de Importaciones en Electricidad.** Aunque este indicador fue planteado originalmente como de impacto, considerando su naturaleza e importancia se incluye en el análisis como un indicador de resultado. La meta para este indicador fue alcanzada y superada. Las importaciones de energía eléctrica fueron de 470,3 GWh/año en 2011 y representaban el 4.9% de la demanda interna del Uruguay. En los últimos años prácticamente no hubo necesidad de importaciones, y las exportaciones crecieron sustancialmente (especialmente hacia el Brasil) alcanzando 682GWh en 2016, 1.427 GWh 2017,

<sup>16</sup> Para calcular la línea de base de este indicador se consideró como firme la capacidad de todas las unidades térmicas y de biomasa disponibles en operación registradas en la ADME.

<sup>17</sup> Corresponden a los valores de emisiones de setiembre 2019 período en el que el Ciclo Combinado operó en forma integral con el ciclo cerrado (incluyendo el funcionamiento de la turbina a vapor).



1.039 GWh 2018 y 2.994 GWh en 2019. Este indicador superó ampliamente la meta ya que no solo se alcanzó a reducir las importaciones a cero (0,0 GWh/año), sino que se incrementaron sustancialmente las exportaciones.

**Resultado 6. Incremento de la capacidad instalada total de generación.** Del mismo modo que el indicador anterior, en lugar de indicador de impacto se consideró adecuado incorporarlo como indicador de resultado. La capacidad instalada del sistema se incrementó pasando de 2.697 MW (2012) a 4.873 MW (2019) superando la meta establecida que era de 3.880 MW.

**Tabla 2. Matriz de Resultados Logrados y Tabla de Productos**

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de base	Año de línea de base	Metas y alcance real		% Alcanzado	Medios de verificación
Objetivo 1: Satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. Indicadores 1, 3 y 6							
Indicador 1. GWh/año generados en UR	GWh	9.524	2011	P P(a) A	13.392 13.392 14.045	116	Informe UTE. Cifras 2019,
3. Capacidad instalada térmica firme como porción de la demanda máxima	%	64	2011	P P(a) A	80 80 77	81	Informe ADME. Participantes Generadores e Informe Mensual.
6. Incremento en la capacidad instalada de generación	MW	2697	2011	P P(a) A	3880 3880 4873	183	Informe ADME. Participantes Generadores.
Objetivo 2: Diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible. Indicadores 2 y 4							
2. % de generación no hidroeléctrica del sistema eléctrico de UR	%	32	2011	P P(a) A	52 52 53	105	Informe ADME. Informes Mensuales
4. Reducción del Factor de Emisiones del parque térmico	tCO2/MWh	0.87	2011	P P(a) A	0,51 0,51 0,48	108	Informe UTE
Objetivo 3: Mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años de sequía. Indicadores 2, 3 y 5							
2. % de generación no hidroeléctrica del sistema eléctrico de UR	%	32	2011	P P(a) A	52 52 53	105	Informe ADME. Informes Mensuales.
3. Capacidad instalada térmica firme como porción de la demanda máxima	%	64	2011	P P(a) A	80 80 77	81	Informe ADME. Participantes Generadores e Informe Mensual.
5. Reducción de Volumen de Importaciones de Electricidad	GWh/año	470,3	2011	P P(a) A	120 120 0	134	Informe UTE. Informes Mensuales

Producto	Unidad de Medida	Valor de Línea de base	Año de línea de base	Metas y alcance real		% Alcanzado	Medios de verificación
				P	1		
Planta Ciclo Combinado de 530 MW instalada	Planta	0	2012	P(a)	1	100	Informe UTE
Diagnóstico Ambiental UTE realizado	Diagnóstico	0	2012	A	1	100	Informe UTE
Plan de Acción Medioambiental desarrollado	Plan	0	2012	P	1	100	Informe UTE
Sistema de Gestión y Desempeño Ambiental diseñado	Sistema	0	2012	P(a)	1	100	Informe UTE
Proyecto Piloto utilizando el Sistema de Gestión Ambiental Implementado	Proyecto	0	2012	A	0	0	Informe UTE

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

### c. Análisis Contrafactual

El proyecto de Ciclo Combinado ha contribuido al logro de los resultados previstos. La experiencia internacional y la literatura existente sobre la tecnología de las plantas de ciclos combinados muestran que estos proyectos contribuyen a incrementar la generación eléctrica en forma segura, a aportar mayor generación no hidráulica en forma eficiente, a incrementar la capacidad de generación firme que no dependa de los factores climáticos y a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub><sup>18</sup>.

(i) GWh/año generados en Uruguay. La generación total en 2019 alcanzó 14.045 GWh superando la meta que era de 13.392 GWh (Indicador de Resultado #1). La contribución del parque térmico a este resultado ha sido marginal (2%) dada la alta disponibilidad de energía hidroeléctrica (55%) y eólica (33%). El crecimiento de la demanda de energía eléctrica que se proyectó en 2012 era del 3.8% anual. En los hechos, entre otros debido a un menor ritmo de crecimiento de la economía, el crecimiento de la demanda fue menor al previsto, alcanzando a 1.53% anual promedio para el período 2012-2019. Si el crecimiento de la demanda hubiese sido superior al registrado, el indicador de resultado de la generación anual de energía (GWh) habría sido aún mayor a lo que se registró y el despacho del parque térmico también habría sido superior. No obstante, sin el Ciclo Combinado no habría sido posible cumplir con la potencia firme garantizada requerida para todo el sistema.

En Uruguay, cuando se reduce el viento, o cuando se reduce la radiación solar, la generación eólica y solar respectivamente se pueden reducir sustancialmente en casi todo el país (las curvas de despacho muestran situaciones en que los más de 1.500 MW eólicos pueden disminuir a menos de 100 MW, y en situaciones extremas se han registrado reducciones a menos de 10 MW). Esto es más difícil que ocurra en un país de gran extensión territorial con varias subregiones climáticas (por ejemplo, Argentina o Brasil). Ante estos escenarios, las fuentes hidroeléctricas constituyen el primer respaldo. Sin embargo, de las cuatro represas que tiene Uruguay solo una tiene capacidad de contención de agua y el resto son centrales de “pasada” que tienen limitada capacidad de embalse: Gabriel Terra (152MW) tiene cuatro meses de capacidad de embalse; Palmar (333MW) con 15-20 días de embalse, Baygorria (108MW) que es prácticamente una central de pasada y Salto Grande (945MW correspondientes a Uruguay) con 7-10 días de embalse. Por ello, en Uruguay las fuentes hidroeléctricas no constituyen respaldo suficiente en los períodos secos y la capacidad de generación térmica firme es esencial para el sistema.

Los sistemas eléctricos requieren de “potencia firme” para evitar situaciones de fallas y/o falta de energía que pueden llevar a necesidad de racionamiento. Para determinar la expansión del parque de generación en Uruguay, de acuerdo con la normativa uruguaya,

---

<sup>18</sup> El informe de terminación de proyecto de la planta de ciclo combinado EG GIZA North construido en Egipto y financiado por el Banco Mundial, analiza los resultados obtenidos por el proyecto incluyendo el incremento en la capacidad instalada en el sistema, aumento de generación, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, entre otros (EG-GIZA North Combined Cycle Power Project (Egypt), Implementation, Completion and Result Report, World Bank, 2018). Con respecto a los aspectos técnicos de los ciclos combinados los siguientes trabajos analizan las ventajas y resultados que pueden lograr estas plantas: Combined Cycle: The Preferred Option. Power Engineering, Issue 3, 2015; Gas Turbine in Simple Cycle and Combined Cycle Applications, Clare M. Soares, 2017. The efficiency analysis of different Combined Cycle plants based on the impact of selected parameters. Tien Dat Hoang and Daniel Kazimierz, 2016; Termelétricas e Seu Papel na Matriz Energetica Brasileira. Caderno Opinao. Andre Lawson e Guilherme Pereira, 2017. FGW Energia.

se estima que el sistema tiene que contar con un respaldo firme que sea capaz de evitar racionamientos mayores al 10% de la demanda aún en la época más seca de las crónicas históricas registradas y en un escenario en que no haya disponibilidad de importación de energía eléctrica. En la normativa existe el concepto de Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro que se calcula como la potencia media en las horas de “período firme” (sumatoria de las horas pico más horas de consumo medio, excluyendo las horas fuera de “valle” que son las horas de más bajo consumo)<sup>19</sup>. Con base en este valor se calcula un Seguro de Garantía de Suministro (SGS) que es un mínimo técnico requerido para garantizar el servicio eléctrico para todo el país. El valor de esta potencia varía de mes a mes dependiendo de varios factores incluyendo la capacidad de generación firme de las plantas hidroeléctricas considerando la disponibilidad de agua de los reservorios y la demanda proyectada para dicho mes<sup>20</sup>. Por ejemplo, en enero 2020 el valor de SGS que habría que garantizar era de 1.233MW y el cubrimiento previsto fue de 1.266MW. Este último valor no se habría podido alcanzar si no se contaba con el Ciclo Combinado que proporciona un valor de potencia firme equivalente a 459MW (considera 86% de factor de carga sobre los 530MW de capacidad instalada nominal). En un escenario hipotético sin el Ciclo Combinado, para enero 2020 el Seguro de Garantía de Suministro disponible habría sido de solo 807MW con un déficit de 426MW. Es decir, la disponibilidad del Ciclo Combinado permite cumplir con más de un tercio de los valores de SGS vigentes para garantizar la seguridad del suministro.

En conclusión, sin el Ciclo Combinado el riesgo de no poder suministrar energía es muy alto, especialmente en condiciones hidrológicas secas. En ese marco, el proyecto del Ciclo Combinado contribuye no solo a fortalecer la capacidad instalada del sistema, sino también a una mayor generación a través de la provisión de la potencia firme que se requiere siguiendo las normas de ADME (Indicador de Resultado #3).

(ii) Porcentaje de generación no hidráulica en el sistema eléctrico uruguayo: En 2019 este porcentaje alcanzó a 53%. Este valor es la sumatoria de la generación térmica, eólica, solar y a partir de biomasa. Como se ha explicado en el punto anterior, para que haya energía renovable intermitente como la eólica y solar fotovoltaica, el sistema en su conjunto tiene que contar con el respaldo correspondiente. Sin el Ciclo Combinado no se habría cumplido con los requerimientos de ADME sobre los valores del Seguro de Garantía de Suministro.

(iii) Capacidad instalada térmica firme como proporción de la demanda máxima: El valor meta era del 80% y se alcanzó al 77%. La capacidad de generación térmica pasó de 1.096MW (2011) a 1.543MW (2019). Sin el Ciclo Combinado este indicador habría sido sustancialmente más bajo debido a que la capacidad térmica habría sido de solo 1.013MW.

(iv) Reducción del factor de Emisiones del Parque Térmico: Sin el Ciclo Combinado el factor de emisiones habría sido superior a los valores alcanzados (0.48tCO<sub>2</sub>/MWh) ya que, por un lado, esta planta tiene el menor nivel de emisiones de todo el parque térmico (0.39 tCO<sub>2</sub>/MWh funcionando a gas y de 0.53 tCO<sub>2</sub>/MWh funcionando con diésel) y por el otro lado, porque la conclusión del Ciclo Combinado ha permitido dejar fuera de servicio y

---

<sup>19</sup> Decreto N° 360/002 que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica: “Artículo 219: La Potencia Firme de Largo Plazo tiene por objeto asegurar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro. Artículo 217: La Garantía de Suministro tiene por objeto asegurar a los Participantes Consumidores, la existencia de suficiente Potencia Firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía.”

<sup>20</sup> FUENTE: Garantía de Suministro 2020, ADME.

cerrar plantas obsoletas de alto nivel de emisiones (Batlle Sala B con 1.12 tCO<sub>2</sub>/MWh, Batlle 6ta Unidad con 0.87 tCO<sub>2</sub>/MWh y Batlle 5ta Unidad con 0.84 tCO<sub>2</sub>/MWh) que ya no serán despachadas. La cancelación del proyecto de la planta regasificadora de Montevideo que iba a suministrar gas al proyecto afectó este resultado.<sup>21</sup> Este hecho sumado a la escasez de gas importado de Argentina ha significado que el Ciclo Combinado tenga que operar actualmente con diésel. La disponibilidad del gas (de la regasificadora o importación por ducto) habría contribuido a alcanzar mejores resultados en el indicador de emisiones de CO<sub>2</sub> y también en el indicador de impacto de costos de la generación térmica. Para el mediano y largo plazo se espera que Uruguay pueda contar con mayores volúmenes de gas de Argentina debido a una mayor disponibilidad de gas para exportación. Por último, las acciones del Componente II contribuyeron a la modernización de la gestión ambiental incluyendo la medición y seguimiento de los indicadores correspondientes.

(v) Reducción de volumen de importaciones: En un escenario sin Ciclo Combinado posiblemente se habría alcanzado a reducir la importación a cero debido al incremento sustancial de la capacidad instalada de Energía Renovable No Convencional, especialmente de energía eólica. Según las estimaciones del gobierno en 2012 la capacidad instalada eólica se proyectaba en el orden de los 700 MW; aún en los pronósticos más optimistas no se esperaba que la capacidad alcanzara los 1.000 MW; en los hechos superó los 1.500 MW (2019). La mayor disponibilidad de energía eólica combinado con las condiciones hidrológicas favorables de los últimos años y un menor ritmo de crecimiento de la demanda interna permitió contar con mayores excedentes de generación lo cual contribuyó al incremento de las exportaciones de energía a los países vecinos. Sin embargo, sin el Ciclo Combinado habría sido necesario contar con alguna otra fuente de potencia firme que requiere el sistema. Sin el Ciclo Combinado no habría sido posible contar con la generación eólica y no se habría alcanzado los valores récord de exportaciones registrados en 2019 (2.994GWh) (equivalentes al 27% de la demanda nacional) ya que las ofertas semanales de exportación, independientemente de la fuente de generación, tuvieron como respaldo (garantía física) a las unidades de Punta del Tigre B. Sin esta planta no se habrían podido ofertar bloques de magnitud como los que se han realizado para Brasil (en algunos casos equivalentes a unos 500 MW que son valores cercanos a la capacidad instalada del Ciclo Combinado que tiene 530MW).

(vi) Incremento de la Capacidad Instalada de Generación: La capacidad instalada de generación de Uruguay a diciembre de 2019 fue de 4.873 MW, de los cuales el Ciclo Combinado aportó 530 MW. Sin el Ciclo Combinado se habría alcanzado igualmente la meta del indicador que era de 3.880MW debido al aumento sustancial de la capacidad instalada de generación eólica. Sin embargo, como se ha explicado ya en puntos anteriores, la capacidad instalada y generación de las fuentes eólicas y solares no habrían podido registrar los valores alcanzados si no se contaba con la potencia firme que requiere el sistema.

---

<sup>21</sup> El proyecto de la planta regasificadora fue licitado y adjudicado en 2013 bajo un contrato llave en mano. La construcción comenzó y el proyecto fue avanzando; sin embargo, enfrentó problemas y finalmente el Gobierno decidió no continuar con el mismo. El problema principal se desencadenó con la quiebra del principal subcontratista y su reemplazo implicaba mayores costos que el consorcio Contratista. La Contratista abandonó el proyecto pagando una importante multa (US\$100 millones). Hubo intentos de replantear el proyecto, pero ninguna opción se pudo concretar. Coincidente con este proceso, las perspectivas del gas en Argentina comenzaron a mejorar desde 2016 especialmente en los yacimientos de Vaca Muerta con lo cual se fue reduciendo la necesidad de contar con una planta regasificadora en Uruguay. La producción de gas de Argentina comenzó a aumentar y en 2018 y 2019 se realizaron algunas exportaciones a Chile las cuales estaban suspendidas desde el 2007.

En resumen, los resultados indican que sin el Ciclo Combinado no se habría podido alcanzar los resultados obtenidos, ni logrado los objetivos de satisfacer la demanda, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible, y mitigar la vulnerabilidad del sistema eléctrico especialmente en los años de sequía. Esta operación ha sido complementaria al esfuerzo del BID Invest (brazo privado del Grupo BID) que apoyó el financiamiento de numerosos proyectos de energía renovable no convencional en Uruguay.

#### **d. Resultados Imprevistos**

No se registraron resultados imprevistos atribuibles al proyecto.

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 sería la de **Satisfactorio**.

### **2.3 Eficiencia**

Al momento de la aprobación del préstamo por el directorio, para la evaluación económica se presentó un Análisis Costo-Beneficio en donde se determinó y comparó el costo total de suministro en los escenarios “con” y “sin” proyecto, a fin de determinar su viabilidad. Se determinó que el Proyecto tenía como principales beneficios económicos: (i) la reducción en los costos de abastecimiento por ahorros en el uso de combustibles e importaciones; y (ii) la reducción de la probabilidad de interrupciones de suministro eléctrico (con su consecuente reducción de los costos por los cortes evitados). A partir de dicho análisis, se obtuvo una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 23,8% y un Valor Actual Neto Económico (VANE) de US\$207 millones, con los flujos descontados a un 12%, para la situación en que el proyecto funcione con diésel, y una TIRE de 42,5% y una VANE de US\$1.191 millones para el escenario con gas. También se realizó un análisis de sensibilidad, verificando que el Proyecto sería aún rentable con un incremento de 30% en los costos de inversión, o de 18% en los costos de operación, o con un retraso de dos años en su entrada en operación.

De acuerdo con los términos del Contrato de Préstamo, el Prestatario tiene que realizar una evaluación económica ex post un año después de completado el proyecto (corresponde ser realizado a fines de 2020 ya que la construcción del Ciclo Combinado se completó en octubre 2019). Este periodo de un año se acordó a fin de poder incluir en la evaluación económica, por lo menos un año completo de operación de la central.

*Contrato de Préstamo. Anexo Único. Cláusula 6.04. “Después de un año completo de operación de la planta de generación de ciclo combinado, se realizará una evaluación ex-post de tipo costo-beneficio que considerará información actualizada de la demanda, del costo del Proyecto, y de los costos de generación, incluyendo importaciones de energía”.*

Además de esta condición contractual, al cierre del proyecto no era posible replicar el análisis de costo beneficio con un análisis ex-post. Ello se debió a las limitaciones en la información requerida para dicho análisis por el corto tiempo que tiene en operación la planta de Ciclo Combinado, y también a la necesidad de plantear numerosos supuestos para el ejercicio, situación que en un análisis ex-post no es recomendable. Por ello, para este documento de cierre de proyecto, se consideró más adecuada la alternativa de un Análisis Costo-Efectividad (ACE).

De esta manera, se realizó un ACE de la planta de Ciclo Combinado Punta del Tigre considerando su capacidad instalada y costos de las inversiones efectivamente incurridos, comparando valores de otras plantas que entraron en operación en los últimos años en la región y valores unitarios de inversión disponibles en término de dólares de los Estados Unidos por kW instalado. El costo de Punta del Tigre se detalla en el Cuadro siguiente:

**Tabla 3. Costos Totales UR-L1070**

Componente: Obras de Infraestructura										
Output	Unidad		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	EQP 2019
1.1 Planta de Ciclo Combinado de 530 MW Instalada y Operativa	Planta	P	98.638,000.00	198.827,000.00	124.267,000.00	74,560,000.00	0.00	0.00	0.00	496,292,000.00
		Pa)	98.638,000.00	0.00	72,489,300.00	0.00	11,271,000.00	8,596,000.00	663,750.00	445,491,750.00
		A	146,963,817.00	12,122,183.00	141,947,000.00	111,239,000.00	24,105,000.00	8,451,000.00	0.00	444,828,000.00
Componente: Programa de Modernización de la Gestión Ambiental en la UTE										
Output Definición	Unidad		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
2.1 Diagnóstico ambiental de UTE realizado	Proyectos	P		200,000.00						200,000.00
		Pa(a)		100,000.00	0.00	400,000.00	0.00	324,412.20	0.00	379,412.50
		A		0.00	0.00	0.00	55,000.00	324,412.50	33,587.50	413,000.00
2.2 Plan de Acción Medioambiental desarrollado	Plan	P	0.00	200,000.00	0.00	0.00				200,000.00
		Pa(a)	0.00	0.00	0.00	200,000.00	0.00	180,000.00	333,783.00	333,783.00
		A		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3 Sistema de Gestión y Desempeño Ambiental diseñado	Sistema	P	0.00	200,000.00	0.00	0.00				200,000.00
		Pa(a)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		A		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4 Proyecto Piloto utilizando el Sistema de Gestión Ambiental implementado	Proyectos	P	0.00	0.00	400,000.00	0.00				400,000.00
		Pa(a)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65,146.99	215,103.00	215,103.00
		A		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Other Cost										
Unidad		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost	
3.1 Supervisión de la Obra		P		5,994,000.00	2,504,000.00	1,502,000.00			10,000,000.00	
		Pa(a)		5,994,000.00	3,876,000.00	3,876,000.00	760,333.33	1,426,500.00	275,750.00	4,929,750.00
		A	0.00	1,750,000.00	844,000.00	64,500.00	664,000.00	751,000.00	131,000.00	4,785,000.00
3.2 Auditoría Externa del Proyecto		P		120,000.00	50,000.00	30,000.00			200,000.00	
		Pa(a)		120,000.00	64,000.00	64,000.00	60,666.67	135,750.00	44,250.00	70,250.00
		A	0.00	8,000.00	6,000.00	6,000.00	0.00	6,000.00	0.00	26,000.00
3.3 Aportes a la Seguridad Social		P		5,330,000.00	2,227,000.00	1,336,000.00			8,893,000.00	
		Pa(a)		5,319,000.00	2,625,666.67	2,625,666.67	4,000.00	8,250.00	2,500.00	6,679,500.00
		A	13,000.00	2,038,000.00	2,685,000.00	1,941,000.00	0.00	0.00	0.00	6,677,000.00
3.4 Gastos Financieros		P		3,570,000.00					3,570,000.00	
		Pa(a)	3,570,000.00	3,570,000.00	42,900.00	42,900.00	0.00	0.00	0.00	64,743,000.00
		A	0.00	2,283,000.00	8,576,000.00	9,329,000.00	18,197,000.00	26,358,000.00	0.00	64,743,000.00
3.5 Gastos de Importación		P		57,101,000.00	23,854,000.00	14,312,000.00			95,267,000.00	
		Pa(a)		57,101,000.00	38,040,000.00	38,040,000.00	11,098,333.00	19,506,000.00	6,625,250.00	27,752,250.00
		A		7,739,000.00	5,242,000.00	8,000.00	7,696,000.00	442,000.00		21,127,000.00
3.6 Otros Gastos y Recargos		P		39,102,000.00	16,335,000.00	9,801,000.00			65,238,000.00	
		Pa(a)		39,102,000.00	20,453,333.33	20,453,333.33	0.00	0.00	0.00	0.00
		A		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.7 Imprevistos		P		45,338,000.00	19,940,000.00	11,364,000.00			75,642,000.00	
		Pa(a)		45,150,000.00	22,034,666.67	22,034,666.67	17,328,333.33	37,335,000.00	11,905,000.00	31,206,000.00
		A	188,000.00	2,289,000.00	10,731,000.00	95,800.00	4,937,000.00	198,000.00	0.00	19,301,000.00
3.8 Servicios de transporte		P							0.00	
		Pa(a)			17,666.67	17,666.67	139,000.00	318,750.00	97,250.00	152,250.00
		A		24,000.00	31,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	55,000.00
3.9 Monitoreo Ambiental		P							0.00	
		Pa(a)			48,133.33	48,133.33	240,666.67	392,250.00	66,500.00	1,115,500.00
		A		0.00	414,000.00	212,000.00	241,000.00	182,000.00	0.00	1,049,000.00
* 3.10 IVA & RNR & Previsión ajuste de precios (agregado en Setiembre 2015)		P							0.00	
		Pa(a)					61,092,000.00	114,386,250.00	69,594,451.50	173,033,451.50
		A			18,075,000.00	30,221,000.00	40,037,000.00	15,106,000.00	0.00	103,439,000.00
Total	Unidad		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Total Cost		P	102,208,000.00	352,412,000.00	188,577,000.00	112,905,000.00			756,102,000.00	
		Pa(a)	102,208,000.00	196,456,000.00	160,671,966.67	88,782,666.67	101,994,333.00	182,634,309.15	89,823,587.50	756,102,000.00
		A	147,164,817.00	28,253,183.00	188,551,000.00	154,559,000.00	95,932,000.00	51,818,412.50	164,587.50	666,443,000.00

El costo del contrato llave en mano (EPC – *Engineering, Procurement and Construction*) fue estimado en US\$481 millones. Este contrato ya estaba adjudicado al momento de la aprobación del préstamo y fue el resultado de un proceso competitivo internacional (el contrato fue adjudicado en noviembre 2012 y el préstamo fue aprobado en diciembre 2012). En los hechos, el costo final pagado por UTE bajo este componente fue inferior en términos de US\$ totales especialmente por diferencias de tipo de cambio (el costo fue de US\$444.8 millones).

Adicionalmente, al momento de aprobación del préstamo se estimaron US\$258,8 millones para un conjunto de actividades y rubros incluyendo supervisión, gastos de importación, cargas sociales, imprevistos y otros gastos incluidos en el Componente III del programa. En los hechos se lograron reducciones de costos en casi todos los rubros del componente resultando en un



total de US\$185 millones<sup>22</sup>. El costo total de la planta considerando el contrato EPC, supervisión, cargas sociales, imprevistos y ajustes de precios (excluyendo impuestos y costos financieros), resultó en US\$543 millones.

Para el ACE se compararon los costos unitarios de inversión en plantas de ciclo combinado en la región (en términos de US\$ por kW de capacidad instalada) a partir de dos fuentes de información.

Por un lado, se recopiló información sobre proyectos similares (se excluyeron proyectos grandes de más de 800 MW) y se seleccionaron proyectos cuya fecha de entrada en operación fuese relativamente reciente (entre 2014 a 2018) para que sean comparables. Aunque la información pública es limitada se pudieron obtener datos de varios países, incluyendo proyectos de ciclo combinado en Argentina con costos unitarios de US\$935/kW y US\$930/kW; en Brasil: US\$1864/kW; Chile US\$1160/kW; México: US\$691/kW; Perú US\$1578/kW, comparado con US\$1024/kW del Ciclo Combinado Punta del Tigre. Los costos expuestos son valores nominales en dólares corrientes de cada año publicados después de la construcción de acuerdo con la información disponible. Los costos unitarios (US\$/kW) están calculados considerando los costos totales y la capacidad instalada de las plantas (MW). Como se puede observar de esta comparación general, sin considerar el detalle del alcance de cada uno de los proyectos, hay plantas cuyos costos unitarios resultan por encima del costo de Punta del Tigre (proyectos de Brasil Chile y Perú), y otros por debajo (proyectos de Argentina y Perú). Esta dispersión en los costos de inversión se puede deber a varios factores, incluyendo el tipo de tecnología de ciclos combinados, condiciones específicas y alcance de cada proyecto.

Por otro lado, se recopiló información de costos unitarios de inversión de ciclos combinados de las siguientes fuentes: (i) datos publicados por las agencias reguladoras de energía y entes públicos vinculados a los ministerios de energía que utilizan para la planificación de la expansión del parque generador de los países tales como la Comisión Nacional de Energía – CNE, de Chile; Comisión Nacional de Control de Energía – CENACE, de México; y la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE) de Brasil; (ii) datos de agencias de información que cuentan con series de costo unitario anuales recopilados bajo una misma metodología que reflejan fluctuaciones de precios de mercado (*Energy Information Administration* de los Estados Unidos); y (iii) otras fuentes relevantes reconocidas en el sector (*National Renewable Energy Laboratory* o NREL de los Estados Unidos; Lazard, firma consultora). A pesar de que la metodología de estimación y el alcance de los costos publicados podrían diferir entre una fuente y otra, por tratarse de cifras específicas de ciclos combinados desglosados en cada una de las publicaciones y diferenciados de los costos de las otras plantas térmicas convencionales, los valores de costos unitarios de inversión se pueden considerar adecuados para este ejercicio de comparación.

Como se puede observar en la tabla a continuación, los costos unitarios corrientes comparados indican que el costo de inversión del Ciclo Combinado Punta del Tigre está por encima de los valores de México y Estados Unidos, por debajo de los valores de Chile, y cercano al punto medio de la banda estimada por Lazard. Los menores costos de México y Estados Unidos pueden explicarse fundamentalmente por los efectos de la competencia de los desarrolladores por la magnitud de los respectivos mercados y al acceso al gas para las plantas.

---

<sup>22</sup> En este componente el único rubro que resultó con un costo superior fue el de los gastos financieros porque se capitalizaron intereses de acuerdo a lo que permitía el Contrato de Préstamo. La reducción de costos de este componente se debió principalmente a la evolución del tipo de cambio que favoreció al proyecto, la no utilización total del rubro de imprevistos, el cobro de penalidades por retraso del contratista y otros ahorros.

### Ciclos Combinados – Costo Unitario Comparado

PAIS	US\$/kW	Fuente
CHILE <sup>23</sup>		
2014	1340	CNE
2015	1262	CNE
2016	1117	CNE
MEXICO <sup>24</sup>		
2015	772	CENACE
2016	927	CENACE
BRASIL		
2018 <sup>25</sup>	1000	EPE
USA <sup>26</sup>		
2013	1110	EIA
2014	1005	EIA
2015	780	EIA
2016	1015	EIA
2017	896	EIA
2017	927	NREL <sup>27</sup>
2019	700-1300	LAZARD <sup>28</sup>
URUGUAY		
2019	1028	UTE <sup>29</sup>

Adicionalmente para una comparación compatibilizando los costos de inversión de los diferentes países y estimados en diferentes años, se realizó un ejercicio de armonización de los flujos considerando el monto de las inversiones en el Combinado Punta del Tigre (gastos realizados entre 2013 a 2019 descontados al 2013), y ajustes de los costos unitarios de referencia disponibles de Chile, México y Estados Unidos (para distintos años) considerando un deflactor de precios y paridad de poder adquisitivo de los países para llevar todos los valores a US\$ del año 2019.

<sup>23</sup> Comisión Nacional de Energía (CNE):

[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/08/ResEx542\\_2015\\_CINv.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/08/ResEx542_2015_CINv.pdf)

<sup>24</sup> Comisión Nacional de Control de Electricidad (CNENCE).

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2016%2012%2006.pdf>

<sup>25</sup> Empresa de Pesquisa Energetica (EPE).

<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica.pdf>

<sup>26</sup> Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos.

<https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/>

<sup>27</sup> National Renewable Energy Laboratory (NREL).

<https://atb.nrel.gov/electricity/2019/summary.html>

<sup>28</sup> <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

<sup>29</sup> Punta del Tigre. Costo estimado al cierre del proyecto en 2019.

### Costos unitarios de inversión comparados con el Ciclo Combinado Punta del Tigre

País	Año	Costos Unitario a Precios 2019 (US\$/kW) <sup>30</sup>	Costo de Ciclo Combinado (UR-L1070) respecto de otros países
Chile	2014	2.061	54%
	2015	1.923	58%
	2016	1.678	66%
México	2015	1.346	82%
	2016	1.593	70%
Brasil	2018	1.331	83%
Estados Unidos	2013	1.224	91%
	2014	1.091	102%
	2015	839	132%
	2016	1.077	103%
	2017	932	119%

Como se puede observar en la Tabla arriba, los costos de inversión a precios 2019 para las distintas alternativas fueron los siguientes: para Chile en un rango de US\$1.678/kW a US\$2.061/kW; México, de US\$1.346/kW a US\$1.593/kW; Brasil US\$1.331; para Estados Unidos entre US\$839/kW a US\$1.224, mientras que para Punta del Tigre en Uruguay fueron de US\$1108/kW.

Con base en este análisis, es posible determinar si el costo unitario del Ciclo Combinado Punta del Tigre ajustado por PPP a valores 2019 resultó menor que el de las alternativas. En este sentido, vemos que dicho costo resultó inferior al costo de Chile, México y Brasil en todos los años. También es inferior al de Estados Unidos para el 2013. Por otro lado, el costo unitario del Ciclo Combinado Punta del Tigre ajustado por PPP a valores 2019 es ligeramente superior al costo unitario en Estados Unidos para 2014 y 2016. Con todo, en este caso, el costo unitario del Ciclo Combinado en Uruguay sería aún menor de 110% del costo unitario en Estados Unidos para estos dos años. Únicamente el costo unitario ajustado del Ciclo Combinado Punta del Tigre ajustado por PPP a valores 2019 es mayor a 110% que el de Estados Unidos para 2015 y 2017. En este sentido, el menor costo en Estados Unidos se podría explicar por la cantidad de ciclos combinados que se construyen año a año, y porque el país cuenta con abundante producción de gas para las plantas y por la fabricación local del equipamiento que representa una parte sustancial del costo total de los proyectos.

**Plazo de Construcción.** La construcción del Ciclo Combinado tuvo un retraso total acumulado de 34,3 meses (1.030 días), de los cuales en su mayor parte (30,7 meses) fueron atribuibles a la firma contratista. La primera turbina de combustión (TG1) (175MW) entró en operación en octubre 2017. La segunda turbina de combustión (TG2) (1175MW) en julio 2018. La tercera turbina, que es a vapor (180MW), entró en operación en octubre 2019. Sin embargo, el retraso

<sup>30</sup> Los costos unitarios de los países pueden diferir según la metodología de estimación, pero se consideraron adecuados para este ejercicio de comparación.

no ha tenido implicancias en la práctica ya que las unidades de esta planta no fueron imprescindibles (se pudo cubrir las necesidades con otras unidades térmicas disponibles) porque el crecimiento de la demanda fue menor que la pronosticada (en el periodo 2012 a 2019 creció a un ritmo de 1.5% anual promedio en vez del 3,8% proyectado originalmente), y especialmente por la alta disponibilidad de generación eólica y energía hidroeléctrica. El Contratista pagó penalidades por los retrasos incurridos bajo el contrato EPC.

Aspectos Técnicos. En cuanto a los aspectos técnicos de la planta se realizaron las pruebas correspondientes antes de la Recepción Provisoria de cada una de las turbinas de combustión y del ciclo combinado incluyendo la turbina a vapor. Los resultados fueron satisfactorios cumpliéndose con los mínimos garantizados contractualmente operando la planta tanto con diésel como con gas natural. Asimismo, fueron satisfactorias las pruebas del nivel de emisiones y de ruido que resultaron por debajo de los valores máximos comprometidos. Se destacan los resultados de desempeño de la planta que superaron los mínimos garantizados de potencia en términos de MW, y de consumo específico en términos de kilo-joules (kj) por kWh generado operando con diésel y con gas. Los valores alcanzados son consistentes con los estándares de la *American Society of Mechanical Engineering – Performance Test Code* (ASME PTC 46 Versiones 1996 y 2015) de acuerdo con los términos del contrato EPC.

Costo de la Energía. En cuanto al costo de la energía del Ciclo Combinado que depende fundamentalmente del costo del combustible utilizado (gas natural o diésel), según los valores de ADME (a enero 2020), están en US\$105/MWh funcionando a gas (con precio de gas estimado a un costo superior a US\$10/MMBTU debido a la falta de disponibilidad de gas de Argentina) y US\$191/MWh funcionando con diésel. El costo funcionando a gas varía sustancialmente según el precio a que se pueda obtener el gas el cual a su vez depende de la disponibilidad y forma de contratación (suministro firme o interrumpible). Considerando la eficiencia calórica del Ciclo Combinado, con gas a un costo equivalente a US\$5/MMBTU, el precio de la energía podría estar en el orden de US\$35/MWh que es un costo altamente competitivo. El costo de la energía del parque térmico de Uruguay (Indicador de Impacto) tenía como línea de base US\$200,60/MWh con una meta al final del Programa de US\$118,30/MW. Para el primer trimestre del 2020 se registró US\$109.40/MWh superando la meta indicada.

Alternativas de Potencia Firme. Las alternativas “hipotéticas” para suplantar la potencia firme que provee el Ciclo Combinado habrían sido, por ejemplo, alguna planta hidroeléctrica cuyo costo de inversión es sustancialmente superior a una planta térmica (del orden de US\$2 a US\$5 millones/MW dependiendo de la complejidad de los proyectos) pero que tienen un costo operativo muy bajo al no requerir gasto operativo en combustibles. Sin embargo, en Uruguay ya no existen lugares en donde se pueda plantear la construcción de una nueva represa para generación hidroeléctrica en esta escala (cientos de MW), por lo cual esta alternativa estaba descartada. Otras opciones que podrían haber proporcionado potencia firme en la magnitud requerida por el sistema habrían sido otras variantes de plantas térmicas tales como centrales de ciclo abierto o alquiler de unidades térmicas (a combustión interna) que habrían resultado en un mayor costo de inversión por unidad de capacidad instalada y de menor eficiencia que el ciclo combinado.

El proyecto ha sido costo eficiente desde el punto de vista de costos unitarios. Sin embargo, existen factores adicionales que podrían modificar la eficiencia del proyecto. En este caso, los costos unitarios de los países utilizados para la comparación pueden diferir por diversos factores tales como la metodología de estimación, incluyendo la consideración de impuestos y aranceles, tipo de tecnología de ciclos combinados, condiciones específicas y alcance de los proyectos utilizados como referencia. Debido a ello, se considera que la calificación de Eficiencia es de **satisfactorio** de acuerdo con las Guías de PCR 2020.

## **2.4 Sostenibilidad**

### **a. Aspectos generales de sostenibilidad**

Durante la preparación de la operación se habían identificado los siguientes riesgos: retrasos en la obtención de la licencia ambiental requerida para iniciar las obras en tiempo y forma; retraso en la formalización del contrato EPC con el Contratista; retraso en la construcción de la planta de Ciclo Combinado; no disponer de los recursos de contrapartida en tiempo y forma; y riesgo de que la capacidad efectiva de generación resultase menor que la de diseño. Estos riesgos fueron mitigados durante la ejecución del proyecto.

(i) Dentro de los temas identificados para la etapa de operación del proyecto, uno de los que más se destacó fue el riesgo de desarrollo por el eventual retraso de la construcción de la planta regasificadora de GNL a ser instalado en Montevideo que iba a proveer del gas natural a la planta de Ciclo Combinado.

La disponibilidad del gas era uno de los aspectos relevantes para que la planta opere en forma más eficiente. El Ciclo Combinado puede operar con diésel cumpliendo con los parámetros de emisión de CO<sub>2</sub> internacionales, pero se reducen los beneficios en costos de generación y de emisiones, comparando con su uso con gas natural (el ciclo combinado con diésel sigue siendo más eficiente que otras plantas de ciclo abierto). Como ya se ha explicado en capítulos anteriores, la planta regasificadora finalmente no se construyó por lo cual el Ciclo Combinado opera con gas importado a través del gasoducto existente cuando hay disponibilidad de gas de Argentina, y en su defecto con diésel. Sin embargo, en el futuro se espera poder contar con mayores volúmenes de gas de Argentina especialmente con el incremento de la producción de los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta. Para ello serán importantes el diálogo y las negociaciones entre ambos países para poder acceder a mayores volúmenes de gas.

(ii) Otro aspecto identificado para la etapa de operación fue el riesgo asociado a la operación y mantenimiento del proyecto. Se considera que este riesgo está mitigado, ya que UTE cuenta con personal técnico capacitado para operar y mantener adecuadamente la planta de Ciclo Combinado. Bajo el contrato EPC se incluyó la adquisición de un paquete de repuestos recomendados para el mantenimiento para los próximos años. Adicionalmente, la firma contratista responsable de la construcción del proyecto provee apoyo a UTE bajo un contrato de operación y mantenimiento por tres años con lo cual se asegura una adecuada operación de la planta. En cuanto a los recursos necesarios para un buen mantenimiento y operación, UTE ha venido registrando resultados financieros sólidos por lo cual se anticipa que se podrá contar con las partidas necesarias para hacer frente a los costos correspondientes.

En síntesis, considerando que los riesgos son los que típicamente surgen de la operación y mantenimiento de las plantas de generación térmica que son moderados y mitigables, y teniendo en cuenta la capacidad técnica, financiera y de gestión del ejecutor, no se identifican aspectos significativos que pueda afectar la sostenibilidad del programa.

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

Desde el punto de vista ambiental y social el proyecto fue calificado como “A”. Los riesgos ambientales y sociales identificados originalmente fueron calificados como de nivel medio y bajo, y fueron mitigados adecuadamente durante la ejecución del proyecto. El Plan de Gestión Ambiental para la Fase de Operación está en cumplimiento con las políticas del BID.

De los temas ambientales que surgieron durante la ejecución de las obras y que requirieron atención por parte del equipo del Banco se destacan la relocalización de las familias que se dedicaban a la actividad pesquera artesanal en la costa adyacente al predio de la planta, cuyo proceso se completó satisfactoriamente incluyendo la construcción de viviendas para doce familias que se realizó bajo una buena coordinación con los beneficiarios (completado en 2014); la construcción de un parque para esparcimiento para la comunidad local, cuya localización fue modificada durante la ejecución, con una buena coordinación con las autoridades locales y los beneficiarios; y mortandad de peces en la toma de agua del río en la etapa inicial de pruebas de la planta, tema que fue monitoreado y resuelto satisfactoriamente por el ejecutor con el apoyo de una universidad, en coordinación con la contratista mejorando la infraestructura de las tomas y regulando adecuadamente las velocidades y volúmenes del agua.

Hacia el futuro, los riesgos ambientales y sociales se consideran moderados ya que los impactos durante la etapa de operación generalmente son moderados y mitigables. Los eventuales riesgos podrían estar vinculados al tema de mortandad de peces, calidad de agua y nivel de emisiones. Considerando la capacidad de gestión de la unidad ambiental de UTE, fortalecida con el apoyo del programa, y el interés manifestado por el ejecutor en el monitoreo y seguimiento de estos temas, no se anticipan mayores riesgos en la sostenibilidad ambiental y social del proyecto.

Es importante destacar que el proyecto del Ciclo Combinado Punta del Tigre fue objeto de un estudio de la Universidad de Harvard a través del cual se evaluó su “sostenibilidad” utilizando una metodología específica para proyectos de infraestructura y como resultado el proyecto fue reconocido por su diseño y gestión.

Con respecto al Componente II de modernización de la gestión ambiental, para la sostenibilidad de los resultados alcanzados a través del diagnóstico integral desarrollado, plan de acción y sistema de gestión ambiental implementados, será importante que se actualicen regularmente los planes y sistemas de gestión ambiental para lo cual UTE cuenta con los recursos, capacidad técnica y el personal adecuado. Con relación a los proyectos piloto aún pendientes para completar será importante monitorear su avance y terminación (se anticipa que se podrán concluir para fines del 2020). Teniendo en cuenta el estado de avance de estos proyectos, el interés del Ejecutor en los mismos, los recursos y la capacidad técnica y de gestión de la unidad ambiental de UTE, el riesgo de que los mismos no se completen se consideran bajos.

La calificación de la sostenibilidad de la operación ha sido considerada **satisfactoria**.

La calificación general de la operación en relevancia, efectividad, eficiencia y sostenibilidad han sido considerados todos **satisfactorios**.

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

#### **3.1 Desempeño del Banco<sup>31</sup>**

**Dirección de Obras:** En relación con los aspectos que refieren a la ejecución física del proyecto ciclo combinado, desde la Dirección de Obras puede indicarse que la interacción a través del Jefe de Equipo del Banco se efectuó de forma coordinada, evacuando las consultas técnicas que

---

<sup>31</sup> Según informa UTE al Banco.

podieron recibirse durante las diferentes instancias de visita al sitio, así como sobre la documentación requerida a UTE para apoyar el seguimiento del Banco sobre el mismo.

**Aspectos Ambientales:** Desde la perspectiva ambiental, el proyecto también ha contado con el apoyo de los diferentes especialistas que participaron en el mismo, acordando los procedimientos a seguir con relación a los aspectos más relevantes del proyecto, en particular los que refieren al Componente I (Ciclo Combinado), como ser el seguimiento a los temas de impacto en la operación de la planta y los referentes a la comunidad (viviendas, parque costero).

**Aspectos Financieros:** En materia de desembolsos, se destaca la ejecución del 100% del préstamo, lo cual fue posible gracias al mecanismo de consideración de gastos elegibles que originalmente fueron cubiertos con recursos de contraparte local debido a que el aporte efectuado por el Prestatario era mayor al establecido en el presupuesto del Programa<sup>32</sup>.

Otro aspecto relevante es contar con un producto de financiamiento como lo es la Facilidad de Financiamiento Flexible, que estaba previsto en los términos del Contrato de Préstamo, que le brinda al Organismo Ejecutor herramientas para la gestión de deuda, y que en este caso se concretó en operaciones de conversión que ayudaron a alcanzar nuestros objetivos de gestión.

Por último, es dable destacar un aspecto que se observó a lo largo de la ejecución del financiamiento y es el equipo humano del BID que en todo momento acompañó analizando alternativas a los planteos y facilitó el logro de las mejores soluciones.

**Adquisiciones:** Con relación a esta temática, se interactuó principalmente en las instancias que implicaron la ejecución de la componente II del préstamo, donde tuvo un rol clave la interacción con el Banco en relación con las dos contrataciones principales de firmas consultoras. También se exploraron aspectos innovadores en relación a los otros procesos de adquisiciones que si bien eran de menor relevancia económica, implicaron algunos desafíos desde el punto de vista del proceso de contratación.

**Aspectos Jurídicos - Legales:** Luego de las instancias iniciales que permitieron la suscripción del contrato, no se generaron interacciones significativas en esta perspectiva en relación al proyecto, podría mencionarse como hecho relevante la extensión del periodo de desembolsos, la cual se realizó de forma muy ágil.

**Gestión del Proyecto:** Con relación a la gestión del contrato asociado a temas no financieros y su coordinación, se valoró alcanzar acuerdos entre los tres financiadores, por ejemplo, para coordinar lo referente a información de avance semestral, misiones de supervisión del proyecto, e implementación de las condiciones técnicas y contractuales vinculadas al último desembolso.

La clasificación de desempeño del Banco ha sido considerada **satisfactoria**.

### 3.2 Desempeño del Prestatario

Durante la construcción de la planta de Ciclo Combinado UTE tuvo que enfrentar importantes desafíos, especialmente por la limitada experiencia de los subcontratistas locales para una obra de esta magnitud y complejidad. El equipo de UTE identificó los problemas en la ejecución desde el comienzo de la obra los cuales fueron señalados oportunamente a la contratista. La firma

---

<sup>32</sup> En la práctica, no se requirió modificar ninguna condición contractual y se fundamentó en un análisis sobre la demostración por parte de UTE del cumplimiento de los resultados justificados en sendos informes técnico-legales.

contratista finalmente reconoció las debilidades señaladas y decidió la sustitución de la principal subcontratista por otra firma local con experiencia y capacidad para ejecutar la obra. Los retrasos acumulados obligaron a UTE a reclamar y cobrar penalidades a la contratista. La contratista reclamó judicialmente a UTE y éste a su vez demandó a la contratista por incumplimiento contractual. UTE negoció y alcanzó un acuerdo beneficioso con la contratista que incluyeron obras y servicios complementarios.

El Ejecutor cumplió satisfactoriamente sus obligaciones fiduciarias. Los temas de adquisiciones que surgieron en algunas contrataciones menores fueron resueltos satisfactoriamente en coordinación con el equipo fiduciario del Banco. En los temas financieros que surgieron se consideraron las necesidades del Prestatario, y en coordinación con el Equipo del Banco se resolvieron satisfactoriamente aprovechando las flexibilidades de instrumentos y opciones que ofrece el Banco en el Contrato de Préstamo. Durante todo el período de ejecución del préstamo el Ejecutor fue colaborativo con el Banco en los requerimientos de información, la presentación de sus informes semestrales, en las reuniones de revisión del programa y en las visitas de campo, demostrando su capacidad de gestión, monitoreo y seguimiento del proyecto e interés en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato de Préstamo, aspectos que quedan evidenciados en las conclusiones de los informes de auditoría externa que anualmente fueron presentados al Banco, las cuales, sin excepción, expusieron dictámenes del auditor con opinión limpia y sin observaciones.

La clasificación de desempeño del Prestatario ha sido considerada **muy satisfactoria**.

#### **IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES**

En la Tabla siguiente se resumen los hallazgos y recomendaciones.



**Tabla 4**  
**Hallazgos y Recomendaciones**

Hallazgos	Recomendaciones
<b>Fiduciario</b>	
Hallazgo #1. La firma Contratista adjudicataria había contratado subcontratistas con limitada capacidad y experiencia para llevar a cabo una obra de la magnitud y complejidad del proyecto del Ciclo Combinado lo cual generó retrasos en la ejecución de la obra.	Recomendación #1. Para proyectos de infraestructura de magnitud y complejidad es importante que la Contratista seleccione y contrate firmas consultoras locales que tengan la suficiente experiencia y capacidad para hacer frente a los desafíos de este tipo de obras, y que dicha condición se refleje en los pliegos de licitaciones. Asimismo, es importante que el Comitente del proyecto identifique en forma temprana las debilidades de las firmas subcontratistas, notificar fehacientemente estos problemas a la Contratista (que es responsable por las actividades de sus subcontratistas) para poder solicitar acciones de corrección, reclamo de penalidades y otras acciones de acuerdo al contrato correspondiente.
<b>Técnico y Sectorial</b>	
Hallazgo #2. La planta de Ciclo Combinado tenía previsto contar con gas de la planta regasificadora de GNL en Montevideo cuya construcción se inició pero que por diversos problemas no se pudo concretar. Coincidente con este proceso se produjo el hallazgo del yacimiento de gas de Vaca Muerta en Argentina cuya producción comenzó a incrementarse en los últimos años con lo cual no fue necesario contar con una planta regasificadora de GNL en Uruguay. El proyecto estaba diseñado para poder utilizar gas y diésel como combustibles, aunque la eficiencia es mayor con gas.	Recomendación #2. Cuando se plantea la construcción de plantas de generación térmicas que requieren de combustible de otros país o mercados externos es importante asegurar opciones de suministro de gas/combustible líquido para poder operar para escenarios en que alguna de las fuentes originalmente previstas no pueda cumplir con la provisión de los insumos.
Hallazgo #3. En el objetivo general de esta operación se incluyeron tres temas sectoriales que fueron: (i) satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica; (ii) diversificar la matriz en forma ambientalmente sostenible; y (iii) mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años de sequía. En rigor, estos tres objetivos por su naturaleza y contenido deberían haberse formulado como objetivos específicos de la operación a ser alcanzados en el corto y mediano plazo.  La formulación podría haber sido más adecuada si se planteaba un objetivo general más amplio a largo plazo. Por ejemplo, “apoyar el desarrollo del	Recomendación #3. En la formulación de estos proyectos es importante definir un objetivo general amplio de largo plazo y dentro de ese marco definir los objetivos específicos.

sector energético del país en forma eficiente y ambientalmente sostenible”, y los tres puntos incluidos en los objetivos generales como objetivos específicos.	
<b>Organización y Gestión</b>	
Hallazgo #4. En el financiamiento del Ciclo Combinado participaron tres instituciones financieras multilaterales (CAF, KfW y BID). Una de las preocupaciones durante la ejecución fue la adecuada coordinación entre las instituciones financieras y UTE debido a la diferencia de requerimientos e intereses de cada una de las instituciones participantes. En la práctica no se presentaron mayores problemas ya que se unificaron los informes en un solo formato que fue satisfactorio para las tres agencias financieras.	Recomendación #4. Cuando en un proyecto participan varias instituciones financieras es importante acordar desde el inicio un esquema de ejecución que sea adecuado para todas las agencias participantes, incluyendo formatos de informes y su contenido.
<b>Ambiental y social</b>	
Hallazgo #5. En la puesta en marcha inicial de la toma de agua del Río de la Plata para la turbina de vapor se identificó un problema de elevada mortandad de peces capturados en la toma. El problema fue resuelto regulando adecuadamente la velocidad del flujo de agua e instalando mallas/redes en los puntos de toma de agua.	Recomendación #5. Para resolver problemas ambientales vinculados con temas técnicos que surgen durante la construcción de una obra es importante contar con el apoyo de personal especializado para el adecuado monitoreo y seguimiento de las acciones de mitigación (en este caso se contó con el apoyo de una universidad) y una buena coordinación entre el personal del comitente y la contratista.
Hallazgo #6. La ejecución del proyecto de Ciclo Combinado incluyó la relocalización de familia de pescadores artesanales que estaban radicados en la costa del Río de la Plata próximo al predio donde se construyó la planta. Asimismo, el proyecto incluyó la construcción de un parque costero para la comunidad de la zona cuya localización fue modificada respecto del lugar inicialmente definido. Ambas actividades requirieron de un diálogo y coordinación con los afectados y las autoridades locales.	Recomendación #6. Cuando los proyectos de infraestructura requieren de reasentamientos involuntarios es importante la identificación temprana de los potenciales afectados y el diálogo fluido con las familias involucradas con el apoyo de personal especializado en temas sociales. Asimismo, para el diseño y construcción de facilidades a ser utilizadas por la comunidad (como es el caso del parque costero) es importante el proceso de diálogo con los beneficiarios y una coordinación adecuada con las autoridades locales.