



Auditoría General de la Nación

## **INFORME DE AUDITORÍA**

Actuación AGN 215/23. Proyecto 020801282/2023

### **SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE)**

#### **ENARSA**

Gestión de IEASA y el ex MINEM en la licitación y venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López, y su impacto en la generación eléctrica, en términos de economía, eficiencia y efectividad, en el marco de las instrucciones impartidas por Decreto 882/17

### **AUDITORÍA GENERAL DE LA NACIÓN**

Gerencia de Control de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos

Departamento de Control de los Sectores de Energía y Agua (DCSEyA)

**2024**



Auditoría General de la Nación

## ÍNDICE

1.	OBJETO	3
2.	TIPO DE PRODUCTO Y ENFOQUE	3
2.1.	PROCEDIMIENTOS	4
3.	ACLARACIONES PREVIAS	5
4.	HALLAZGOS DE AUDITORÍA	31
5.	COMUNICACIÓN	76
6.	RECOMENDACIONES	76
7.	CONCLUSIONES	79
8.	ANEXO I SIGLARIO/GLOSARIO	82
9.	ANEXO II Comentarios de ENARSA	84
10.	ANEXO III Análisis de los Comentarios ENARSA	156
11.	ANEXO IV Comentarios de la SE	204



## Auditoría General de la Nación

Señora  
Secretaria de Energía  
Lic. María del Carmen **TETTAMANTI**  
Av. Hipólito Yrigoyen 250 - CABA

Señor Presidente de Energía Argentina SA  
Ing. Tristán María **SOCAS**  
Av. Del Libertador 1068 - CABA

### 1. OBJETO

La AGN realizó una auditoría de gestión y cumplimiento del proceso de licitación y venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López, y su impacto en la generación eléctrica, en términos de economía, eficiencia y efectividad, en el marco de las instrucciones impartidas por Decreto 882/17<sup>1</sup>.

### 2. TIPO Y ENFOQUE DE AUDITORÍA

Se desarrolló un trabajo de cumplimiento y gestión, a partir de los lineamientos de las Normas de Control Externo Gubernamental (NCEG), aprobadas por resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16, donde se evaluaron aspectos de los procedimientos licitatorios, de la gestión de la venta y de los resultados producidos, en base a los parámetros e instrucciones del PEN, a partir de 3 enfoques:

- i) Procesos, al evaluar la gestión del proceso de venta, las distintas etapas del proceso licitatorio, sus modificaciones y el seguimiento de su ejecución;
- ii) Resultados, al analizar si los objetivos fijados en términos de metas y objetivos fueron alcanzados, para establecer de forma global si existen deficiencias o desviaciones en el desempeño, en función a los criterios de eficiencia y economía delineados y,
- iii) Problemas, para determinar si el proceso de venta fue efectivo, es decir, si resolvió en forma satisfactoria las cuestiones señaladas en la instrucción

---

<sup>1</sup> BO: 01/11/17



del Decreto 882/17.

El período examinado abarcó entre el 01/01/17 y el 31/12/22, lo cual incluye la instrucción y decisión de venta, el proceso licitatorio, las modificaciones a los pliegos de bases y condiciones, la transferencia de las centrales y el período posterior para evaluar la concreción de los objetivos de la instrucción que motivaron la transferencia de las centrales al sector privado. Las tareas de campo se desarrollaron desde el 10/07/23 al 13/08/24.

Los organismos auditados fueron:

**SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE):** Autoridad de Aplicación del marco regulatorio del gas y del mercado eléctrico. Tiene a su cargo, entre otras competencias, la planificación, toma de decisiones, instrucciones, aprobaciones y controles referentes a centrales térmicas.

**ENARSA (ex IEASA):** Es el brazo ejecutor de las decisiones tomadas por la SE en cuanto a la venta de las centrales térmicas. Funciona como herramienta de la política energética centrada en el abastecimiento de energía y GN, y en el desarrollo de infraestructura energética.

## 2.1. PROCEDIMIENTOS

Durante la ejecución de las tareas de campo se desarrollaron los siguientes procedimientos:

### 2.1.1. Recopilación de datos.

- 2.1.1.1. Relevamiento del marco normativo aplicable.
- 2.1.1.2. Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal del área relacionada con el objeto de auditoría.
- 2.1.1.3. Requerimientos de información.
- 2.1.1.4. Inspección de los expedientes proporcionados por el auditado vinculados con la gestión realizada.
- 2.1.1.5. Obtención de datos de informes UAI y/o SIGEN.
- 2.1.1.6. Relevamiento de información contenida en sitios web de organismos oficiales.

### 2.1.2. Análisis de datos.



- 2.1.2.1. Evaluación de las respuestas recibidas a los requerimientos cursados.
- 2.1.2.2. Estudio y análisis de los expedientes administrativos suministrados por el auditado.
- 2.1.2.3. Estudio y evaluación de informes UAI.
- 2.1.2.4. Relevamiento y análisis de las bases de datos relacionados con la energía generada obrantes en los sitios de acceso público de la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CAMMESA).

### **3. ACLARACIONES PREVIAS**

#### **3.1. Descripción de las centrales térmicas**

##### **3.1.1. Centrales Térmicas objeto de este examen**

La construcción de la Central Térmica Brigadier López (CTBL) se inició en abril de 2010. Se ubica en el parque industrial de la localidad de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe, cerca del Km. 457 de la Ruta Nacional N° 11, a 20 kilómetros de la ciudad de Santa Fe, y hacia el este del Río Coronda, un brazo del Río Salado que confluye en el Río Paraná.

La CTBL opera con una turbina de gas Siemens modelo SGT5-4000F, reductor de velocidad, alternador, generador de electricidad, sistema de admisión de aire, sistema de lubricación, sistema de alimentación de combustible (Gas Natural o Gas Oil), envolvente acústica, sistemas auxiliares y sistema de control SPPA-T3000, dejando una potencia instalada de 280 MW en modo de Ciclo Abierto.

Fue habilitada comercialmente el 30/08/12 operando como ciclo abierto. Con la puesta en funcionamiento de la segunda turbina y la concreción del ciclo combinado, la capacidad de la planta ascendería a 420 MW.

La Central Térmica Ensenada de Barragán (CTEB), por su parte, se localiza en Ensenada, Provincia de Buenos Aires, sobre la Ruta Provincial N°11, aproximadamente a 10 km del centro de la ciudad de La Plata y a 50 km de la Ciudad de Buenos Aires. El predio está próximo al Puerto de Ensenada, sobre el margen sur del Río de la Plata.



La Central opera con turbo grupos Siemens de alta tecnología compuestos por 2 Turbinas de gas SGT5-4000F, 2 Generadores SGen 5-1000A y un sistema de control SPPA-T3000, con una potencia nominal de 560 MW y fue habilitada en forma comercial el 27/04/12.

Durante el año 2018 se encontraba funcionando solamente con dos turbinas de gas con un grado de avance de obra de 97,9 %. La turbina de vapor se encontraba parcialmente instalada con un grado de avance de obra de 86,9%.

Una línea de alta tensión de 220 kV vincula a la CT con el SADI, a través de la red de la distribuidora Edesur, en la Estación Transformadora Hudson, para abastecer la región eléctrica del Gran Buenos Aires.

Además, mediante dos líneas de alta tensión de 132 kV, se vincula con el sistema de la distribuidora EDELAP, en las estaciones transformadoras Tolosa y Dique, abasteciendo la zona de la Ciudad de La Plata.

### **3.1.2. Funcionamiento de una central termoelectrica**

Las centrales eléctricas constituyen instalaciones de transformación de energía que permiten convertir distintas formas de energía en electricidad. De acuerdo a las definiciones del Balance Energético Nacional (BEN), las energías primarias son aquellas que se extraen de los recursos naturales de manera directa, mientras que las energías secundarias son producidas a partir de las primarias u otras fuentes secundarias, en centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo a los requerimientos y tecnologías de los distintos sectores de consumo.

En esa categorización, la electricidad es una energía secundaria producida por fuentes primarias (energía hidráulica, nuclear, solar, eólica) o secundarias (gas natural distribuido por redes, gas natural licuado, fuel oil).

Una central térmica en ciclo abierto es un centro de transformación que produce energía eléctrica por medio de un generador accionado por una turbina de combustión, siendo el combustible principal utilizado para ello el gas natural.

El cierre del ciclo y el funcionamiento del generador como una central de ciclo combinado implica que una caldera de recuperación aprovecha el calor de los gases de combustión de esa turbina de gas, para producir vapor destinado a



accionar una segunda turbina. Otro generador está acoplado a esta turbina de vapor, aumentando la generación de energía sin la necesidad de la utilización de un nuevo combustible. De esta manera, el proceso de transformación se torna más eficiente.

La evacuación de la energía eléctrica producida se realiza generalmente mediante líneas aéreas de alta tensión (LAT), necesarias para su conexión al SADI y para el consecuente abastecimiento de la demanda.

A partir de la información estadística de CAMMESA respecto al uso de combustibles en el mercado eléctrico, se comparó la generación de los tres principales tipos de centrales termoeléctricas (ciclos combinados, turbinas de gas y turbo vapores).

Basado en los indicadores de consumo de gas natural (GN), se analizó la estadística a diciembre de 2022 de la generación en GWh por tipo de generador y el consumo específico promedio (CESP) de cada uno como medida de la eficiencia de expresada en Kcal por KWh.

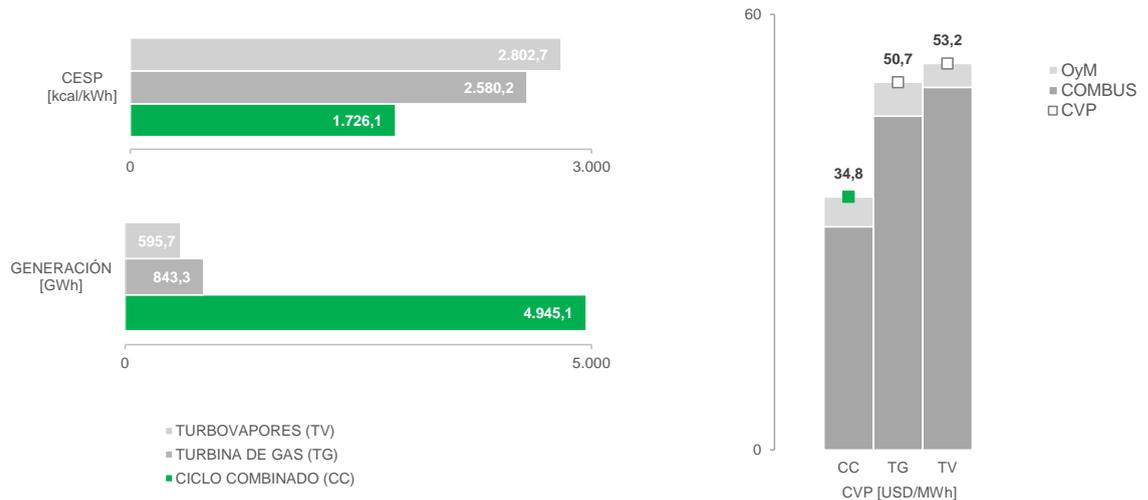
Esta diferencia de rendimientos físicos, explican los distintos costos de producción de la energía entre generadores térmicos. La mayor eficiencia de las plantas de ciclos combinados, a su vez, pueden complementarse con la escala de las plantas generadoras, es decir, el mayor porte que suelen tener las centrales (mayor potencia en MW) resultante de la combinación de las turbinas de gas y vapor.

Si bien las centrales bajo análisis fueron proyectadas para operar como ciclos combinados, durante el período auditado funcionaron a ciclo abierto, generando electricidad en las condiciones de eficiencia y economía de las tecnologías turbo gas (TG) y turbo vapores (TV).

En el siguiente gráfico, se exponen los datos físicos de generación (en GWh), consumo específico de combustible (Kcal/KWh) y los costos de la energía según generador térmico y por tipo de costo, expresados en USD/MWh del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).



**Gráfico 1:** Datos físicos y económicos de generación según generador térmico



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA (12/2022)

A menor valor del CESP, mayor es la eficiencia de la generación, entendiendo que se requieren menos Kcal (requerimiento calórico proporcionados por los combustibles) para producir un KWh.

El gráfico previo ilustra que mientras los ciclos combinados, en promedio, alcanzaron las 1.726,1 Kcal/KWh, las turbinas de gas exhibieron un rendimiento inferior, aproximadamente de 2.580,2 Kcal/KWh (cerca de un 50% más que los ciclos combinados). Los ciclos combinados consumieron el 68% del GN utilizado por los generadores térmicos, y entregaron el 76% de los GWh para el período.

Las obras de los ciclos combinados de las CTEB y CTBL, planeaban alcanzar una potencia instalada de 840 MW<sup>2</sup> y 420 MW<sup>3</sup>, respectivamente.

En el siguiente gráfico se expone el tamaño de las centrales respecto: i) al parque instalado de ciclos combinados, ii) a la sumatoria de potencia de generación térmica y del iii) total de potencia instalada<sup>4</sup>.

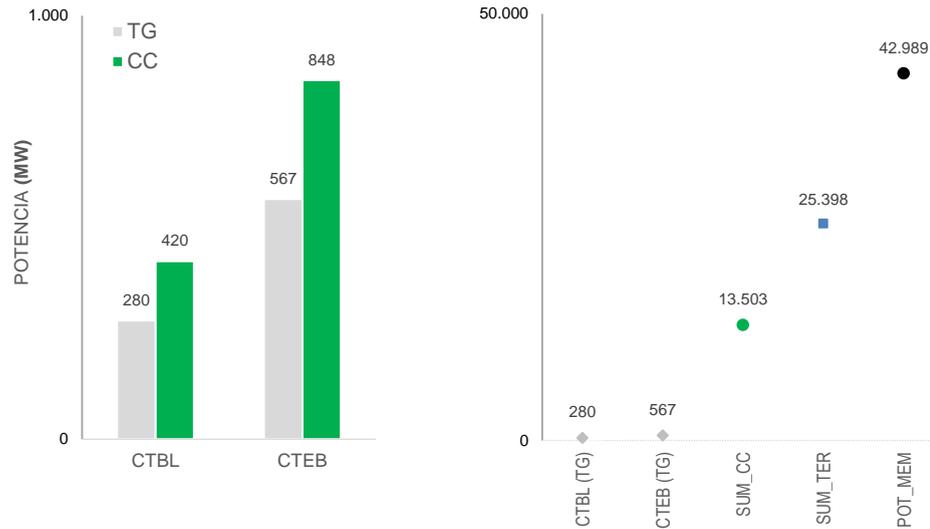
<sup>2</sup> CTEB: 2TG (560 MW) + 1TV (280 MW) = 840MW

<sup>3</sup> CTBL: 1TG (280 MW) + 1TV (140 MW) = 420 MW

<sup>4</sup> i) Parque instalado de CC (SUM\_CC), ii) Potencia térmica (SUM\_TER) y iii) Potencia instalada (POT\_MEM)



**Gráfico 2:** Potencia de CTEB y CTBL y del mercado eléctrico nacional



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA del año 2021

### 3.1.3. Cronología de hechos relevantes desde la construcción de las Centrales Térmicas hasta la decisión de venta

En virtud del Decreto N° 938/07<sup>5</sup>, el Poder Ejecutivo instruyó al entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en carácter de accionista mayoritario de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), a adoptar los recaudos necesarios para la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad “llave en mano” de 5 centrales de generación eléctrica a gas por un total de 1500 MW. El gerenciamiento de operación y mantenimiento de ambas centrales termoeléctricas, quedó a cargo de ENARSA.

En el año 2007, ENARSA inició el proceso licitatorio para la contratación del proyecto, suministro, construcción, montaje, puesta en marcha, supervisión de operaciones y mantenimiento (bajo la modalidad de “llave en mano”), de cinco centrales de generación eléctrica, de potencias comprendidas entre los 110 y 560 megavatios (MW) cada una, equipadas con turbogeneradores de gas.

Mediante Licitación Pública Nacional e Internacional N° 002/07 se llevó a cabo el procedimiento de selección para las cinco centrales previstas, a saber:

<sup>5</sup> BO: 19/07/07



Ensenada de Barragán, Brigadier López, Manuel Belgrano II, Necochea II e Ingeniero Francisco Bazán. De las cinco, sólo fueron adjudicadas las de Ensenada de Barragán y Brigadier López.

Durante el año 2010, se convocó a Licitación Pública Nacional e Internacional (N° 07/10) para el cierre de ciclo de ambas centrales, resultando adjudicada la obra a UTE ISOLUX Ingeniería S.A. – IECSA S.A.

### **3.1.3.1. Construcción y financiamiento de las centrales**

La empresa ENARSA comenzó a financiar la construcción del primer ciclo de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López mediante dos fuentes: 1) Aportes del Tesoro Nacional y 2) Constitución de dos fideicomisos financieros.

Los fideicomisos financieros fueron instrumentados mediante la colocación de títulos fiduciarios denominados “valores representativos de deuda” (VRD), en los cuales el fiduciario era Nación Fideicomisos SA, y fueron suscriptos en su totalidad por el Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la ANSES (FGS).

En abril de 2009 ENARSA firmó con Nación Fideicomisos SA un “Contrato de Programa Global de Fideicomisos Financieros y de Administración para la ejecución de Obras de infraestructura energética” y el 30/04/09 firmó dos contratos suplementarios de fideicomiso, uno correspondiente a cada central.

Para garantizar el repago de la deuda asumida por ENARSA, como Fiduciante, la empresa cedió a Nación Fideicomisos S.A. (el Fiduciario), derechos de cobro derivados del Contrato de Abastecimiento de energía eléctrica firmado entre el primero y CAMMESA.

Con posterioridad a ello se celebraron distintas adendas, por las cuales, entre otros aspectos tratados, se ampliaron los montos máximos de emisión de VRD, alcanzando las sumas de U\$S 690.000.000 para la Central Ensenada de Barragán y U\$S 350.000.000, para la de Brigadier López.

Los contratos de construcción firmados no fueron llevados a cabo según el cronograma establecido, lo cual originó demoras y conflictos con la UTE que



condujeron a renegociaciones y a la posterior rescisión de las obras de cierre de los ciclos.

Según las notas de los EE.CC de ENARSA 2016, a fines de 2015, las obras estaban paralizadas y la UTE constructora integrada por ISOLUX Ingeniería SA e IECSA SA (a cargo de la construcción bajo el sistema de “llave en mano”) había presentado un reclamo por mayores costos.

La contratista, había planteado la imposibilidad de continuar las obras por encontrarse desfinanciada. ENARSA extendió un nuevo plazo hasta abril y mayo de 2016 para finalizar las obras de ciclo combinado, en ambos casos sin resolución, manteniendo las centrales bajo la misma condición de generación, con obras inconclusas y altos grado de avance.

### **3.1.3.2. Rescisión de los contratos de construcción**

Ante la imposibilidad manifestada por la contratista a ENARSA de retomar el ritmo de las obras y los reclamos por falta de pago, conforme lo instruido por el entonces MINEM, ENARSA inició negociaciones con la UTE, durante 2016, a los efectos de llegar a un acuerdo de rescisión.

En la reunión de Directorio de ENARSA del 7/12/16 se consideró el Acuerdo de Rescisión respecto de los Contratos de Cierre de Ciclo de las Centrales Térmicas denominadas "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López", celebrados en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 07/10.

Mediante Nota del ex MINEM (NO-2016-027711-APN-MEM), en el marco de la emergencia eléctrica declarada a fines del 2015, le solicitó a ENARSA que *“adopte las medidas conducentes a asegurar la finalización y puesta en servicio” de las obras de Ensenada de Barragán y Brigadier López*”, incluyendo, de corresponder, la rescisión de los contratos de Obra Pública vigentes, de acuerdo con el marco legal aplicable y atendiendo la situación del personal de la construcción que desempeña tareas en las obras y sus fuentes de trabajo”.

En diciembre de 2016 se llegó a un Acuerdo de Rescisión de los contratos con la UTE, dando por terminados sus reclamos y su participación en las obras de cierre de ciclo. Entre los documentos de presentación de las centrales, ENARSA



indicó un grado de avance de las obras de un 86,9% para CTEB y un 89,9% para CTBL.

### **3.1.3.3. Fusión de EBISA y ENARSA**

Por Decreto 882/17 el PEN instruyó el ex MINEM impulsar los actos y recaudos societarios necesarios para efectuar la fusión por absorción de Emprendimientos Energéticos Binacionales SA (EBISA) y ENARSA, revistiendo la última el carácter de sociedad absorbente, la que pasará a denominarse Integración Energética Argentina S.A. (IEASA). Debe destacarse que la venta de las centrales se produjo durante la gestión de ex IEASA, aunque al cierre de las tareas de campo, la compañía se denominaba, nuevamente, ENARSA, conforme Resolución SE 14/23.

### **3.1.3.4. Decisión de venta de las Centrales Térmicas**

El Decreto N° 134/2015 declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31/12/17 e instruyó al ex MINEM a elaborar e implementar un programa de acciones necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Durante el año 2016 el Estado Nacional tuvo, a través de IEASA, participación en diversos emprendimientos del sector energético, vinculados a las actividades de generación y transporte de energía eléctrica, entre ellos, los proyectos correspondientes a las Centrales de Generación Eléctrica Ensenada de Barragán y Brigadier López.

Mediante el Decreto 882/17 citado, el PEN instruyó al ex MINEM y a IEASA a que proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según corresponda, de los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López".



En el marco de dicha operación, debían incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible.

La norma fundamentó la decisión en la racionalización y eficiencia de la gestión pública relacionada con actividades del sector energético, limitando la participación y actividad del Estado a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado.

Según lo establecido en los considerandos del Decreto N° 882/17, el sistema eléctrico nacional requería que se continúen adoptando medidas que permitan asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país, y estimó conveniente propiciar la participación de terceros capaces de asumir actividades de generación y transporte en los proyectos energéticos antes mencionados.

A su vez, estableció que el Estado Nacional debía asignar sus recursos a aquellas actividades que hacen al cumplimiento del cometido público estatal y que resultaba conveniente transferir ciertos emprendimientos energéticos, en los que el Estado Nacional tenía participación, a empresas del sector privado con las capacidades técnicas y financieras suficientes para garantizar una eficiente finalización de las obras y/o la operación y mantenimiento, permitiendo al Estado Nacional asignar sus recursos a otros fines prioritarios.

Por el artículo 9º se dispuso que los actos relativos a las ventas y transferencias ordenadas se llevaran a cabo contemplando procedimientos públicos y competitivos, en resguardo de los derechos establecidos en los instrumentos societarios y contractuales y por el artículo 11, se previó que las valuaciones que se requieran para los procedimientos de venta y cesiones sean efectuadas por los organismos públicos competentes, aunque se autorizó al ex MINEM a efectuar las contrataciones respectivas con organismos internacionales, personas jurídicas privadas o consultores, nacionales o extranjeros, de reconocido prestigio en la materia, a los efectos de asesorar en el proceso de venta y cesiones previstas en el presente decreto y/o realizar valuaciones adicionales.



### 3.2. Procesos licitatorios de venta

En el marco de la instrucción de venta emitida por el PEN; IEASA convocó a Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta de cada una de las Centrales de acuerdo con el régimen de la Ley N° 11.867 de transferencia de fondos de comercio, e incluyó la obligación de los adquirentes de ejecutar las obras de cierre de ciclo en un plazo determinado, incluyendo en la licitación la venta y transferencia de cada fondo de comercio, con los siguientes elementos:

a) La unidad productiva correspondiente a cada una de las Centrales, incluyendo bienes inmuebles, muebles, instalaciones, maquinarias, herramientas, repuestos y otros bienes afectados a la operación y explotación de cada Central.

b) La posición contractual de IEASA en todos los contratos a transferir, incluyendo los Contratos de Abastecimiento con CAMMESA y los Contratos de Fideicomiso celebrados a los fines del financiamiento de las obras de construcción y puesta en marcha de las Centrales a ciclo abierto.

c) La deuda financiera que le corresponde a IEASA con relación al financiamiento expuesto en puntos precedentes

d) Los permisos y autorizaciones vigentes relacionados con la operación de las Centrales.

e) La titularidad de todos los derechos de IEASA en relación con los activos a transferir.

Luego, por Resolución ex MINEM 11/18<sup>6</sup> se instruyó al Directorio de IEASA a realizar todos los actos, acciones y gestiones necesarias para proceder a la enajenación de los bienes, activos y derechos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica “Ensenada de Barragán” y “Brigadier López”, y también de disponer la transferencia del personal y de todos los contratos en ejecución relacionados con esas centrales. En el inciso d) de dicho artículo también se instruyó al Directorio a confeccionar los pliegos para los procedimientos de enajenación públicos y competitivos respectivos y someterlos a la aprobación previa del MINEM.

---

<sup>6</sup> BO: 23/11/18



### 3.2.1. Principios generales que rigen la licitación pública

Como se detalló en el punto 3.1.3.4. el Decreto 882/17 previó expresamente que las ventas y transferencias ordenadas se lleven a cabo a través de procedimientos públicos y competitivos.

La licitación pública es un procedimiento administrativo cuya finalidad es seleccionar, en concurrencia, la mejor oferta para celebrar un contrato.

Entre los principios que imperan en el desarrollo de todo procedimiento licitatorio, se encuentran:

- a) Principio de libre competencia (o concurrencia) como la base de la eficiencia en las contrataciones públicas, en tanto uno de los objetivos de la licitación pública es la comparación de ofertas, y la concurrencia tiende a asegurar la participación del mayor número posible de oferentes en el procedimiento, para permitir de ese modo una amplia selección, obteniendo finalmente las mejores condiciones que el mercado pueda ofrecer.
- b) Principio de garantía de igualdad: implica evitar todo tipo de preferencia o discriminación en favor de unos y en detrimento de otros. En otras palabras, significa mantener en un mismo plano a todos aquellos que quieran contratar con la Administración<sup>7</sup>.

En materia de reglamentos, y no privativo de las licitaciones públicas, rige asimismo el principio de inderogabilidad singular del reglamento, según el cual el acto jurídico de alcance individual debe dictarse conforme al acto de alcance general, sin que pueda contrariar a este último, aun cuando emane de la misma autoridad<sup>8</sup>. Es decir, no corresponde que, mediante actos administrativos de carácter individual o singular, se deje de lado otros de carácter general, pues la norma que inviste este último carácter no puede ser derogada o dejada sin efecto en determinados casos particulares.

---

<sup>7</sup> Derecho Administrativo. Libro en homenaje al Profesor Doctor Julio Rodolfo Comadira. Coordinado por Julio P. Comadira y Miriam M. Ivanega. Ad-Hoc. 2009.

<sup>8</sup> PTN: Dictámenes. 77:305; 87:145; 130:169; 154:473; 192:175; 194:14; 154:473.



En razón de ello, los Pliegos de Bases y Condiciones para la venta de las Centrales debían ser confeccionados en consonancia con los principios y objetivos enunciados en el Decreto 882/17 y normas complementarias, entre los que se citan a modo de ejemplo, la importancia dada al plazo de cierre de los ciclos combinados como garantía de una mayor eficiencia energética.

### **3.2.2. Etapa previa a la presentación de ofertas.**

El 11/05/18 se publicaron los Pre-Pliegos de Bases y Condiciones (PBC) de la Licitaciones Públicas Nacional e Internacional CTEB 01/18 y CTBL 01/2018, y fueron puestos a disposición de los interesados en participar de la transacción para una revisión preliminar del negocio de las Centrales de Generación de IEASA. Los interesados en revisar en más detalle esa oportunidad de inversión, debían adquirir sendos documentos<sup>9</sup>.

La Guía del Proceso de Licitación<sup>10</sup> contenía los pasos procedimentales de los interesados para registrarse y acceder al correo electrónico de IEASA, destinado a recibir comentarios, sugerencias o inquietudes.

Los interesados en presentar observaciones y sugerencias a los Pre-Pliegos debieron a tal efecto, registrarse previamente en el formulario “Registro de Interesados” que se incluyó en la página web de IEASA. Se recibieron más de 240 comentarios de 11 interesados, varios de los cuales fueron receptados en el texto del pliego enviado al ex MINEM.

Por Resolución ex MINEM 289/18<sup>11</sup>, se aprobaron los “Pliegos de bases y condiciones para la transferencia de ambas Centrales Termoeléctricas ‘Brigadier López’ y ‘Ensenada de Barragán’”.

Nuevamente, los interesados en participar en la Licitación debieron registrarse en el formulario “Registro de Interesados”, incluido en la página web de IEASA, quedando exentos de este nuevo registro quienes se habían registrado en la primera oportunidad.

---

<sup>9</sup> Luego de su adquisición, IEASA les proveyó un Memorándum de Información, con detalle las operaciones y performance financiera del negocio de sus Centrales de Generación y dio acceso a un Data Room.

<sup>10</sup> 19/06/18

<sup>11</sup> BO: 20/06/18



Los Pliegos se publicaron en la página web de IEASA, a disposición para consulta de cualquier interesado, aunque para recibir información detallada y presentar una oferta, resultaba necesario adquirir el Pliego correspondiente hasta el 11/09/18 mediante transferencia bancaria. El precio de adquisición del Pliego fue de US\$ 20.000 para Ensenada Barragán y de US\$ 10.000 para Brigadier López, más IVA.

Una vez adquirido el Pliego, el interesado podía acceder a un Data Room virtual que incluyó temas financieros, legales, contractuales y operacionales, a través de una plataforma digital que contuvo información y documentación relativa al Fondo de Comercio correspondiente.

Los oferentes formularon consultas a través de la funcionalidad existente en la plataforma del Data Room virtual (opción Q&A), las que fueron respondidas en forma de Circular para todos los interesados.

### **Modificaciones a los pliegos**

Los Pliegos fueron modificados en un primer momento, por Resolución ex MINEM 123/18<sup>12</sup> (aprobatoria de la Circular 1, del 05/09/18), en los siguientes aspectos:

- a. Eliminación de las definiciones de “Operador Técnico”, “Contrato de Operación” y “Fecha de Habilitación Comercial Turbovapor”;
- b. Modificación de las definiciones de “Liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD)”, “Monto Ofrecido” (eliminó el mínimo impuesto por el valor de tasación) y “Monto Mínimo en Efectivo” (disminuyó el porcentaje de monto mínimo en efectivo del 85% al 75%);
- c. Eliminación de la “Garantía de Habilitación Comercial” toda vez que es mencionada en el PBC;
- d. Eliminación de los arts. 11 (antecedentes técnicos), 28 (garantía de habilitación comercial) y 47 (penalidades por mora);

---

<sup>12</sup> BO: 06/09/18



e. Modificación de los arts. 14 (garantía de mantenimiento de oferta), 17 (contenido de la oferta) y 29 (actos a cumplirse desde la adjudicación antes de la fecha efectiva);

f. Modificación del Capítulo IV (Obras de Turbopapor), y los Anexos IV (Otras Obras Pendientes) y 11 (Antecedentes del Contrato de Transferencia).

Posteriormente, y a fin de continuar la venta de las centrales, los términos de la licitación fueron nuevamente modificados, a través de la Resolución ex SGE 326/18<sup>13</sup>, que ratificó las siguientes Circulares:

g. Circular 2, del 10/09/18: Modificó las fechas del Programa de la Licitación.

h. Circular 3, del 12/09/18: Informó que se emitieron los informes de evaluación de la TTN de fecha 17/08/18 para CTEB y 31/08/18 para CTBL, además de indicar el valor del Monto Mínimo de la Licitación, equivalente al 75% de la Tasación.

i. Circular 4 del 12/09/18 : Incorporó el artículo 17.5, con la posibilidad de que el oferente de cumplimiento a lo requerido como contenido de la Oferta en el Sobre 1, por sí o a través de una sociedad afiliada.

j. Circular 5, del 28/09/18: Modificó la redacción de los artículos 29 (Actos a cumplirse desde la adjudicación antes de la Fecha Efectiva), y 37.4 (Deuda Financiera).

k. Circular 6, del 05/10/18: Cambió las fechas del Programa de la Licitación.

l. Circular 7, del 12/10/18: Modificó el art. 14, que corresponde a la “Garantía de Mantenimiento de la Oferta”, incluyendo en ella a la figura de la “sociedad afiliada”, y el art. 36 “Contratos Asumidos”

m. Circulares 8, del 02/11/18 y 9, del 05/12/18: Modificaron nuevamente las fechas del Programa de la Licitación.

n. Circular 10, del 27/12/18, informó los cambios introducidos por la quinta enmienda al Contrato de Fideicomiso, donde cambió el rol de ex IEASA como actual tenedor de los VRD.

---

<sup>13</sup> BO: 27/12/18



A través de los fideicomisos mencionados en el 3.1.3.1, el fiduciario captó fondos a cambio de la emisión de los Valores Representativos de Deuda (VDR). Dichos fondos fueron transferidos a requerimiento de IEASA para financiar las obras de las centrales.

El repago de la deuda se realizó mediante la derivación de los ingresos de los Contratos de Abastecimiento (PPA - Power Purchase Agreements) con CAMMESA, firmados en 2009 que, a partir de 2012 con la habilitación comercial de las centrales, comenzaron a reintegrar fondos mensualmente.

o. Circular 11, del 08/01/19: Informó la fecha de suscripción del Contrato de Transferencia.

p. Circular 12, del 28/01/19: Informó nueva tasa de cambio publicada por el BCRA.

q. Circular 13, del 29/01/19: Ratificó las respuestas a las consultas recibidas por parte de los interesados.

Se volverá sobre este tema con mayor detalle, en el punto correspondiente a hallazgos.

### **3.3. Exigencia de intervención del Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN)**

La tasación de las Centrales Térmicas debía ser realizada por el Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN), según artículo 2º (Definiciones) del PBC. El Decreto 882/17 autorizó al ex MINEM a efectuar contrataciones con organismos internacionales, personas jurídicas privadas o consultores, nacionales o extranjeros, de reconocido prestigio en la materia, a los efectos de asesorar en el proceso de venta y cesiones previstas en el presente decreto y/o realizar valuaciones adicionales (artículo 11).

El PBC originalmente<sup>14</sup> indicó que el monto ofrecido por el comprador no podía ser inferior al valor estimado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN) y que, a su vez, dicho monto debía integrarse por un monto mínimo en efectivo equivalente al 85% del valor de tasación y un monto variable a abonarse en efectivo

---

<sup>14</sup> Esta cuestión fue modificada a través de la Circular 4.



o en derecho de cobro, esto es, acreencias documentadas de agentes generadores del MEM denominadas “liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir” (LVFVD). Este monto en efectivo resultó del valor de los activos físicos de la central, a los que debía restarse el valor de la deuda por la financiación de su construcción.

El 17/8/18 el Tribunal determinó<sup>15</sup> que la valuación de CTEB era de USD 305.906.000 y el 31/08/18 informó que la valuación de CTBL USD 207.110.000, ambos montos netos de deudas.

Surge de las tasaciones que el TTN utilizó el método del valor patrimonial o sustantivo para la valuación de las Centrales, en contraposición al método de flujos de fondos utilizado por IEASA, al solicitar la tasación, dado que este último “se establece mediante ganancias hipotéticas”. Según los informes, IEASA le remitió una evaluación de las Centrales por el método de flujo de fondos, aunque el TTN propuso correcciones a los cálculos, y comparó los resultados de su examen con los obtenidos por el modelo presentado por IEASA.

### 3.4. Comparación de los valores tasados y precios adjudicados

En agosto de 2018 el TTN determinó el valor patrimonial ambas centrales<sup>16</sup>. El método de valuación aplicado resultó del valor de los activos a valor de mercado detraídas las deudas de las centrales. Los informes presentaron los siguientes valores:

**Cuadro 1.A:** Tasaciones de las centrales (TTN)

	<b>CTBL</b>	<b>CTEB</b>
Valor Patrimonial	207.110.000	305.906.000
Deuda Informada (*)	200.738.000	382.441.000
<b>Valor CT (Tasación)</b>	<b>407.848.000</b>	<b>688.347.000</b>

Montos expresados en U\$S

(\*) Deuda informada a marzo de 2018

Fuente: Elaboración propia en base a información del Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN)

Los precios finales de las operaciones de venta, netos de deudas, fueron inferiores a los valores tasados, de USD 165.432.500 para la CTBL y de USD

<sup>15</sup> Informes TTN CTEB E5345703 y CTBL 5244721

<sup>16</sup> Expedientes TTN: i) CTEB E-5345703 17/08/18, ii) CTBL E-5345703 31/08/18



229.429.500 para CTEB. Las transferencias de los fondos de comercio de ambas centrales se concretaron en junio de 2019

De acuerdo a las modificaciones en los PBC mencionadas, como parte de las operaciones de venta, IEASA rescató sin extinguir los VRD emitidos por los Fideicomisos Financieros Ensenada de Barragán y Brigadier López en poder del FGS de ANSES.

En ese nuevo rol, recibió mensualmente ingresos por el repago de VRD, cuyo periodo de amortización finalizaban en 2022, en el caso de CTBL, y en 2025 para la CTEB.

Los VRD correspondientes al Fideicomiso Financiero de Ensenada Barragán fueron rescatados en forma total el 17/12/21<sup>17</sup>, mientras que los correspondientes a Brigadier López, el 5/4/22<sup>18</sup>.

### **3.5. Cambio del esquema financiero de la venta y nuevo rol de IEASA**

De acuerdo al PBC original, el comprador de la central térmica reemplazaría a IEASA en su posición de fiduciante. Con la venta de las Centrales, el FGS, en su condición de acreedor de los VRD, debía dar la conformidad para el cambio de fiduciante, de la sustitución de IEASA por el comprador de cada una de las centrales.

Para prestar dicha conformidad, el FGS solicitó que se mantuviera la garantía del Tesoro Nacional respecto de sus títulos, pero la Procuración del Tesoro de la Nación (PTN) dictaminó que los avales<sup>19</sup> extendidos por el Tesoro para garantizar las obligaciones asumidas en los fideicomisos, perderían vigencia ante la transferencia de los activos a una persona jurídica privada.

Sobre la importancia de los avales, el Comité Ejecutivo del FGS en Asamblea de tenedores, opinó que: *“Los Avales del Tesoro constituyen el principal mitigante del riesgo sobre la estructura del flujo de pagos, y también sobre la*

<sup>17</sup> Según Estados Contables FF ENARSA-BARRAGAN 2022

<sup>18</sup> Según Estados Contables FF ENARSA-BRIGADIER LOPEZ 2023

<sup>19</sup> Se trata de los avales 2/09 por un total de U\$S 464.096.769, 1/10 por U\$S 300.000.000 y 2/10 por U\$S 600.000.000, suscriptos por los Secretarios de Finanzas y Hacienda, con vigencia hasta 2022 y endosados a favor de NAFISA (Fiduciario)



*evaluación del rendimiento financiero considerado al momento de aprobar la inversión en estos Fideicomisos de Infraestructura*<sup>20</sup>.

Por lo expuesto, se abandonó la idea de transferir la condición de fiduciante de cada uno de los fideicomisos financieros a los respectivos adquirentes de las Centrales y se optó, en cambio, por la alternativa de transferir los VRD del FGS en tenencia, sin extinguir los fideicomisos.

A fin de materializar esta alternativa, IEASA cursó ofertas para su adquisición al FGS acorde a su valor técnico<sup>21</sup>.

IEASA le propuso al FGS la adquisición de los títulos de deuda VRD con el producido de la venta, de manera tal que el FGS percibiera anticipadamente su acreencia financiera. Dado que IEASA carecía de los fondos necesarios para adquirir la totalidad de estos VRD, la operación se realizó en simultáneo con la venta de las centrales.

De este modo, IEASA se constituyó como el beneficiario de los VRD, manteniendo los términos y condiciones originales, excepto por el aval del Tesoro Nacional, que fue reemplazado por garantías privadas.

En el caso de CTEB, el monto mínimo efectivo percibido (US\$ 229.429.500) resultó insuficiente para la adquisición del total de VRD en circulación (US\$ 282.628.935), por lo que el comprador adquirió en iguales condiciones el remanente de U\$S 53.142.932,23 Esta operación tuvo lugar el 26/06/19.

Para el caso de CTBL la realización de la operación de rescate fue por el monto total de lo recibido (U\$S 154.718.074) adquiriendo el comprador la totalidad de los VRD con fecha el 14/06/19.

---

<sup>20</sup> Comité Ejecutivo FGS Asamblea de Tenedores de VRD. Diciembre de 2018 Acta 165.

<sup>21</sup> Se define como el valor nominal de los títulos, menos las amortizaciones abonadas, más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de efectivo pago de los VRD transferidos.



**Cuadro 1.B:** Transferencia y rescate de deuda de las centrales

	<b>CTBL</b>	<b>CTEB</b>
Monto Adjudicado	165.432.500	229.429.500
Transferencia VRD en circulación (*)(**)	154.687.266	282.572.342
<b>Valor CT (Licitación)</b>	<b>320.119.766</b>	<b>512.001.842</b>

Montos expresados en U\$\$

(\*) Rescate sin extinción de VRD con el monto adjudicado.

(\*\*) CTEB: VRD adquirente U\$\$ 53.142.932, diferencia entre VRD a rescatar y el monto adjudicado.

Fuente: Elaboración en base a información de SE y ENARSA

Los adquirentes, una vez perfeccionados los respectivos contratos de transferencia de los fondos de comercio, asumieron las obligaciones relativas al pago de la deuda financiera (rol de fiduciantes) mientras que IEASA adquirió los VRD emitidos por un valor residual a los montos cobrados en efectivo por la venta de cada una de las centrales<sup>22</sup>.

Al 31/12/2018 dicha deuda ascendía a US\$ 495.400.000, según surge de los EECC de IEASA entre deudas financieras del pasivo corriente y no corriente.

Al cierre del balance 2019, ya concretada la venta, los VRD (serie B) se registraron en la cuenta "Otras Inversiones" entre inversiones corrientes y no corrientes.

### **3.6. Venta y transferencia de las centrales**

#### **3.6.1. Central Térmica Brigadier López (CTBL)**

Luego de las modificaciones aprobadas por las Resoluciones 123/18 y 326/18 resultó adjudicataria la única oferta presentada por Central Puerto SA<sup>23</sup>. El proceso licitatorio adjudicó la central por un monto total de USD 165 millones, perfeccionándose la venta el 14/6/19 con la celebración del contrato de transferencia.

<sup>22</sup> Balance 2019 de ENARSA. Nota 12 Inversiones financieras Valores Representativos de Deuda (VRD).

<sup>23</sup> La empresa adquirente, Central Puerto SA, es una sociedad anónima constituida conforme las leyes de la República Argentina, inscripta en la Inspección General de Justicia cuyo capital social se encuentra sometido al régimen de oferta pública y cotización de acciones en Bolsas y Mercados Argentinos y en la New York Stock Exchange, dedicada principalmente al desarrollo de inversiones orientadas al mercado energético nacional e internacional e históricamente a la actividad de generación eléctrica.



**Ilustración 2:** Cronograma y resultado del proceso licitatorio de la CTBL



Oferente	Tasación USD	Monto Ofertado USD	Análisis	Estado
Central Puerto S.A.	207.110.000	165.432.500	La oferta estaba compuesta por: USD 155.332.500 (MME) USD 10.100.000 (MV)  (MME) Monto mínimo en efectivo (MV) Monto variable en dólares	Adjudicada

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por los auditados

Las empresas involucradas notificaron la operación de concentración económica, conforme a lo previsto en la Ley 27.442<sup>24</sup> y dieron cumplimiento a los requerimientos efectuados por la ex Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC)<sup>25</sup>, que concluyó, a través del dictamen de fecha 23/07/19, que la operación de concentración económica notificada no infringió el Artículo 8° de la norma, toda vez que no disminuyó, restringió y/o distorsionó la competencia de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

La transferencia del fondo de comercio incluyó: (i) la unidad productiva correspondiente a la Central con bienes inmuebles, muebles, instalaciones, maquinarias, herramientas, repuestos y otros bienes afectados a la operación y explotación de la Central, (ii) la posición contractual de IEASA en los contratos de la central, (iii) la deuda financiera que le corresponde a IEASA con relación al contrato de fideicomiso, (iv) los permisos y autorizaciones vigentes relacionados con la operación de la Central, (v) la titularidad de todos los derechos de IEASA en relación con los activos a transferir, lo cual incluyó la titularidad del inmueble, y (vi) las relaciones laborales.

Entre los contratos asumidos por el adjudicatario se incluyeron los siguientes: a) contrato de abastecimiento Turbo Gas con CAMMESA para el suministro de energía eléctrica, con vencimiento el 30/08/2022; b) contrato de

<sup>24</sup> Ley de Defensa de la Competencia. BO: 15/05/18.

<sup>25</sup> En los términos del inciso b) del Artículo 7° de la Ley 27.442.



abastecimiento Turbo Vapor con CAMMESA para el suministro de energía eléctrica, con una duración de diez (10) años desde el inicio de su operación comercial; c) contrato de fideicomiso financiero suscripto por IEASA en carácter de fiduciante, destinado al financiamiento de la ejecución de las obras de la Central, d) contrato de mantenimiento de la Central, incluyendo el servicio adicional de gerenciamiento y logística, e) contrato de venta de piezas, y f) otros contratos.

Respecto de las condiciones financieras del pago de la deuda<sup>26</sup>, las modificaciones al fideicomiso financiero establecieron:

- Período de repago del capital de 38 meses
- Tasa de interés LIBOR<sup>27</sup> +5%, con un piso de 6,25%.

Consecuentemente, IEASA vendió la CTBL y rescató los valores del fideicomiso financiero con el monto cobrado en efectivo por un valor cercano a los USD 155 millones. Complementariamente, percibió una cifra cercana a los USD 10 millones en liquidaciones de venta a cobrar de CAMMESA.

### 3.6.2. Central Térmica Ensenada Barragán (CTEB)

A diferencia de CTBL, el proceso licitatorio no logró adjudicar la central en una primera instancia, al rechazarse el 25/02/19 las ofertas recibidas el 31/01/19 de los oferentes Central Puerto S.A. e YPF SA.

En el primer caso, la oferta fue rechazada debido al condicionamiento del oferente a no resultar adjudicado en la licitación de CTBL, donde fue adjudicado efectivamente, mientras que en el caso de YPF la oferta no cumplió con los requisitos previstos para el pago de la central.

#### Ilustración 3: Licitación CTEB N° 1/2018



<sup>26</sup> Según Adenda al prospecto de emisión de VRD bajo el fideicomiso financiero ENARSA-Brigadier López - Cronograma de pago de servicios.

<sup>27</sup> Tasa internacional de referencia, del sistema de créditos interbancarios de Londres.



## Auditoría General de la Nación

Oferente	Tasación USD	Monto Ofertado USD	Análisis	Estado
<b>Central Puerto S.A.</b>	305.906.000	279.529.500	La oferta estaba compuesta por: USD 229.429.500 (MME) USD 50.100.000 (MV)  Incluye un condicionamiento a la oferta de validez únicamente en caso de no ser adjudicado en la compra de CTBL.	Rechazada por el condicionamiento presentado
<b>YPF S.A.</b>	305.906.000	229.429.500	No incluyó ofrecimiento del monto mínimo en efectivo ni de un monto variable. Ofreció cancelar el monto ofertado a través de una cesión de derechos de cobro.	Rechazada por no cumplir requisitos del pliego

Fuente: Elaboración propia

Según surge de la documentación analizada, el procedimiento de selección fue declarado fracasado y se sometió a consideración de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) un nuevo pliego, que dio como resultado la publicación de la Resolución 160/19<sup>28</sup> aprobatoria del “Pliego de bases y condiciones del segundo llamado a licitación pública nacional e internacional CTEB 02/2019 para la venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán”.

En el marco de la licitación se recibieron consultas por parte de las empresas interesadas en la adquisición de la central que tenían como fin reperfilear los vencimientos de capital de los valores representativos de deuda (VRD) que iban a quedar en poder de IEASA.

Luego de analizar las consultas formuladas, IEASA consideró que las modificaciones propuestas eran razonables y admisibles en el contexto financiero del momento y que su anuncio favorecía la concurrencia con mayores posibilidades de selección.

A partir de ellas, se dictó la Circular N°5, ya descripta previamente, y se suscribió una nueva enmienda al contrato de fideicomiso financiero en agosto 2019, en la que se introdujeron las siguientes modificaciones<sup>29</sup>:

<sup>28</sup> BO: 01/04/19

<sup>29</sup> La Circular se originó a partir de la Nota IEASA P062/2019 donde se solicitó a la SE a que instruya a IEASA a dictarla. Aprobada mediante la resolución SGE 292/19. El 26/8/19 se suscribió la enmienda al contrato de fideicomiso.



## Auditoría General de la Nación

- Se otorgó un periodo de gracia de 24 meses, durante el cual solo serían pagaderos los intereses. Las cuotas de amortización de capital se determinaron para un periodo de repago de 60 meses.
- La tasa de interés se estableció en LIBOR +6,5% (originalmente era Libor + 5% con un piso de 6,25%).
- Se estableció un plazo máximo de 30 meses para completar la obra del cierre de ciclo. Vencido ese plazo, sin que se hubiera habilitado el Turbo Vapor se activaría la aceleración de cancelación de los VRD<sup>30</sup>.
- Se cedieron los flujos del contrato de abastecimiento del Turbo Vapor al Fideicomiso Financiero.

A modo de síntesis, las sucesivas modificaciones del PBC y del esquema financiero de deuda, resultaron en el rescate de los VRD en poder del FGS por parte de IEASA, la incorporación de un período de gracia y por ende una extensión del período de amortización a iniciarse en agosto de 2021 y, por último, a diferencia de CTBL, se incluyó una cláusula de aceleración del repago de deuda ante el incumplimiento del plazo para el cierre del ciclo combinado.

Por Resolución ex SGE 292/19 se ratificaron las Circulares 1 a 12 emitidas en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional CTEB 02/19.

---

<sup>30</sup> Plazo de 30 meses desde la vigencia de la sexta enmienda al fideicomiso (22/8/19). Establecido por Nota IEASA N° P062/2019 y Circular N°5/2019 de Licitación CTEB 02/2019.



**Ilustración 4:** Licitación CTEB N° 1/2018 y 2/2019:



Oferente	Tasación USD	Monto Ofertado USD	Análisis	Estado
<b>Pampa Cogeneración S.A e YPF S.A.</b>	305.906.000	229.429.500	La oferta estaba compuesta por: USD 229.429.500 (MME) USD 0 (MV)  (MME) Monto mínimo en efectivo (MV) Monto variable en dólares	Adjudicada

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la documentación proporcionada por IEASA

Con fecha 29/5/19, Pampa Energía S.A., a través de una sociedad controlada denominada Pampa Cogeneración S.A. (PACOGEN) e YPF SA, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional CTEB 02/2019, luego de haber presentado una oferta conjunta.

El 26/6/19 se perfeccionó la adquisición de la central por la sociedad co-controlada por YPF y PAMPA<sup>31</sup>, y la consecuente transferencia del fondo de comercio de CTEB.

### 3.7. Ley de Ética en el Ejercicio de la Función Pública N° 25.188, Decreto 202/17 y actuación de la Oficina Anticorrupción

La Ley de Ética Pública 25.188<sup>32</sup> establece los deberes que deben cumplir las personas que ejercen la función pública en todos sus niveles y jerarquías, establece ciertas incompatibilidades y los procedimientos a cumplir en caso de detectarse dicho supuesto<sup>33</sup>. Sus disposiciones se integran con los principios

<sup>31</sup> El gerenciamiento y operación de la Central estará a cargo de Pampa Energía S.A. y YPF en forma rotativa por períodos de 4 años. Pampa Energía S.A. será responsable del gerenciamiento de la operación de CTEB hasta 2023. Por su parte, YPF a través de su subsidiaria YPF Energía Eléctrica SA, supervisará las obras necesarias correspondientes al cierre del ciclo combinado.

<sup>32</sup> 01/11/99

<sup>33</sup> Artículos 11 y ss. Las incompatibilidades con el ejercicio de la función pública previstas en la mencionada Ley son las siguientes: a) Dirigir, administrar, representar, patrocinar, asesorar, o, de cualquier otra forma, prestar servicios a quien gestione o tenga una concesión o sea proveedor del Estado, o realice actividades reguladas por éste, siempre que el cargo público desempeñado tenga competencia funcional directa, respecto de la contratación, obtención, gestión o control de tales



contemplados en el Código de Ética de la Función Pública, aprobado por Decreto 41/99<sup>34</sup>.

El Decreto 202/17<sup>35</sup> reguló un procedimiento especial para los casos en que pudiera existir una vinculación particular relevante entre un interesado en contratar con el Estado Nacional y los funcionarios públicos, a fin de asegurar estándares de integridad, rectitud, transparencia, imparcialidad y defensa del interés general.

Se estableció así la obligación de presentar una Declaración Jurada de intereses a toda persona que se presente en un procedimiento de contratación pública llevado a cabo por cualquiera de los organismos y entidades del Sector Público Nacional, en la que deberá declarar si encuentra vinculada, con el Presidente y Vicepresidente de la Nación, Jefe de Gabinete de Ministros y demás Ministros y autoridades de igual rango en el Poder Ejecutivo Nacional, aunque estos no tuvieran competencia para decidir sobre la contratación o acto de que se trata, en los siguientes supuestos: a) Parentesco por consanguinidad dentro del cuarto grado y segundo de afinidad, b) Sociedad o comunidad, c) Pleito pendiente, d) Ser deudor o acreedor, e) Haber recibido beneficios de importancia, f) Amistad pública que se manifieste por gran familiaridad y frecuencia en el trato. (artículo 1).

En caso de que el declarante sea una persona jurídica, deberá consignarse cualquiera de los vínculos anteriores, existentes en forma actual o dentro del último año calendario, entre los funcionarios y los representantes legales, sociedades controlantes o controladas o con interés directo en los resultados económicos o financieros, director, socio o accionista que posea participación, por cualquier título, idónea para formar la voluntad social o que ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas<sup>36</sup>.

---

concesiones, beneficios o actividades y b) ser proveedor por sí o por terceros de todo organismo del Estado en donde desempeñe sus funciones.

Los funcionarios que hayan tenido intervención decisoria en la planificación, desarrollo y concreción de privatizaciones o concesiones de empresas o servicios públicos, tendrán vedada su actuación en los entes o comisiones reguladoras de esas empresas o servicios, durante 3 años inmediatamente posteriores a la última adjudicación en la que hayan participado.

En el caso de que al momento de su designación el funcionario se encuentre alcanzado por alguna de las incompatibilidades previstas en el Artículo 13, deberá: a) Renunciar a tales actividades como condición previa para asumir el cargo; b) Abstenerse de tomar intervención, durante su gestión, en cuestiones particularmente relacionadas con las personas o asuntos a los cuales estuvo vinculado en los últimos 3 años o tenga participación societaria.

<sup>34</sup> BO: 03/02/99

<sup>35</sup> BO: 31/07/17

<sup>36</sup> Artículo 1º



Si se configurara un caso de vinculación positiva, se prevé la comunicación a la Oficina Anticorrupción (OA), a la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) y la adopción de al menos uno de los siguientes mecanismos: i). Celebración de pactos de integridad; ii) Participación de testigos sociales; iii) Veeduría especial de organismos de control y iv) Audiencias Públicas.

Del análisis de las actuaciones suministradas por los auditados, se constató la presentación de la DDJJ de intereses negativa de los oferentes en ambas licitaciones, con excepción del segundo llamado para la venta de CTEB, donde, si bien no se encontró en el expediente la DDJJ, surge su presentación de informe de la Comisión Evaluadora.

En el marco de los procedimientos realizados, la Auditoría<sup>37</sup> requirió a la OA la remisión, en caso de existir, de denuncias formuladas y/o informes emitidos en el marco de los procedimientos de venta de las Centrales Térmicas Brigadier López a Central Puerto SA S.A. (Licitación Pública CTBL 01/18) y Ensenada de Barragán a Pampa Cogeneración SA. (Licitación Pública CTEB 02/19) y/o cualquier actuación vinculada a dichas empresas.

La OA remitió el IF-2021-76662623-APN-DI#OA del 20/08/21<sup>38</sup> e informó que se investigó la puesta en venta y enajenación de las dos centrales y la licitud del trámite licitatorio, en atención a las numerosas circulares modificatorias de las condiciones de venta en eventual beneficio de empresas y personas interesadas en la compra, a saber: Central Puerto, Pampa Energía, grupo italiano ENEL, AES, DUKE y Grupo ALBANESI. También se investigó la actuación, en la rescisión y enajenación, de personas humanas que se desempeñaron como ex Gerentes de IECSA y luego como funcionarios de IEASA.

No obstante, el organismo puso en conocimiento que en virtud de la causa Nº 20.489/2018, caratulada: “Macri, Mauricio y otros s/ defraudación por administración fraudulenta, defraudación contra la administración pública, negociaciones incompatibles (art.265), cohecho, cohecho pasivo, cohecho activo, abuso de autoridad y violación deberes funcionario público (art.248) y otros”, en

---

<sup>37</sup> Nota 442/24-A-05 AGN

<sup>38</sup> NO-2024-56580132-APN-OA#MJ



trámite ante el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 3, Secretaría N° 5, se decidió archivar el expediente, con fundamento en la Resolución 10/16 OA<sup>39</sup> y conforme los parámetros establecidos en el Plan de Acción aprobado por Resolución 186/18 del Ministerio de Justicia<sup>40</sup>.

#### 4. HALLAZGOS

##### **4.1. Del análisis del expediente donde tramitó el Decreto 882/17, no surgieron informes técnicos que permitan medir la incidencia de la venta de las Centrales Térmicas en el mercado eléctrico y/o el beneficio para los usuarios.**

Como se explicó en las aclaraciones previas, el Decreto 882/17 pretendió limitar la participación del Estado en la cadena productiva de la energía, a cuyo fin instruyó la venta de ciertos activos, entre los que se encontraban las CTBL y CTEB que funcionaban bajo la órbita de ENARSA.

Según surge de sus considerandos, el sistema eléctrico nacional requería la implementación de medidas que garanticen un suministro eléctrico adecuado para lo cual resultaba conveniente transferir ciertos emprendimientos energéticos, en los que el Estado Nacional tenía participación, a empresas del sector privado con las capacidades técnicas y financieras suficientes para garantizar una eficiente finalización de las obras y/o la operación y mantenimiento, permitiendo al Estado Nacional asignar sus recursos a otros fines prioritarios.

La Auditoría solicitó a la SE (organismo continuador del ex MINEM)<sup>41</sup> información respecto de los objetivos, metas y/o indicadores considerados en los

---

<sup>39</sup> [S]e hace necesario establecer ciertos criterios objetivos que permitan archivar actuaciones en trámite en la DIRECCIÓN DE INVESTIGACIONES, en los siguientes casos: Cuando exista una causa judicial sobre los mismos hechos y no exista un especial interés por parte de la DIRECCIÓN, de acuerdo a los criterios establecidos en el Plan de Acción aprobado por Resolución MJDH N° 458/01, en participar en el proceso judicial iniciado..." (Considerandos)

<sup>40</sup> "...la OFICINA ANTICORRUPCIÓN mantiene un rol con competencias técnicas específicas, dentro de las cuales se encuentran la de ejercer como Autoridad de Aplicación de la Ley de Ética en el Ejercicio de la Función Pública (Ley 25.188), velar por el cumplimiento de las Convenciones Internacionales de lucha contra la corrupción ratificadas por el ESTADO NACIONAL, administrar los datos del registro de las declaraciones juradas patrimoniales integrales de los agentes públicos, promover de oficio o por denuncia investigaciones respecto de la conducta de los agentes públicos y dictar las normas de instrumentación, complementarias y/o aclaratorias en los términos del Decreto 202 del 21 de marzo de 2017, entre otras." (Considerandos)

<sup>41</sup> Nota 87/23 - AG7 - Nota 23/23 - DCSEyA



procesos de venta, así como las evaluaciones técnicas y económicas realizadas para justificar la enajenación de las centrales. Como respuesta, el requerido adjuntó una nota de la Subsecretaría de Energía Eléctrica<sup>42</sup> (SSEE) a través de la cual se indicó que había solicitado la información a ENARSA, toda vez que ambos procesos tramitaron en dicha dependencia.

A través de la Nota NO-2023-00015568-IEASA-DLS#IEASA, ENARSA contestó: *“Sobre el particular, nos remitimos a la respuesta al punto 2 brindada en la N° 94/23. Cuadra puntualizar asimismo que los objetivos tenidos en mira al realizarse los respectivos procesos licitatorios pueden encontrarse entre los considerados del Decreto N° 882/2017 (B.O. 01.11.2017). Asimismo, y para mayor ilustración, se sugiere confrontar los actos preparatorios que dieran lugar a dicho Decreto”*. También remitió los expedientes de las licitaciones de ambas CT. Idéntica respuesta brindó respecto a la solicitud de evaluaciones previas a la licitación.

De la compulsa de los expedientes administrativos a través de los cuales se decidió la venta de las Centrales Térmicas y los procedimientos licitatorios, no surgieron informes y/o evaluaciones técnicas que den cuenta de la necesidad de vender los activos. Por tal motivo, se cursó un nuevo requerimiento a la SE<sup>43</sup> y a ENARSA<sup>44</sup>, para que informen si se compararon los beneficios y perjuicios de la concreción de los cierres de ciclo por parte de ENARSA, contra el escenario de venta de las centrales y los resultados de dicha evaluación.

La SSEE<sup>45</sup> expresó que *“...por Nota N° L094/2023, ENARSA aclaró que mediante la Resolución 11-E/2018 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (B.O. 23.01.2018), en su artículo 4°, se instruyó al Directorio de Energía Argentina S.A. a efectuar todos los actos, acciones y gestiones tendientes a la enajenación de las referidas Centrales. Por su parte, en el Artículo 5°, inciso “d”, se dispuso: “A los fines previstos en el artículo 4°, se instruye al Directorio de ENARSA para: (...) d. Confeccionar los pliegos para los procedimientos de enajenación públicos y competitivos respectivos y someterlos a la aprobación previa de este Ministerio”*.

<sup>42</sup> Nota NO-2023-140179730-APN-SSEE#MEC

<sup>43</sup> Nota 395/24-A-05- Nota 8/24 DCSEyA

<sup>44</sup> Nota L043/2024

<sup>45</sup> NO-2024-68439858-APN-SSEE#MEC



ENARSA, por su parte, respondió que *“la Resolución MINEM 11-E/2018, en cumplimiento del Decreto PEN 882/17, instruyó al Directorio de ENARSA a realizar todos los actos y gestiones necesarios para la enajenación de los bienes, activos y derechos a las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López, así como la transferencia de su personal y contratos”*.

Cabe destacar que en el expediente EX - 2017-25623902 - APN - DDYME#MEM, que culminó con el dictado del Decreto 882/17, luce agregado un informe de la Secretaría de Planeamiento Energético<sup>46</sup> donde se expresa con relación a las Centrales Térmicas lo siguiente: *“Cabe señalar que los emprendimientos energéticos reseñados importan la participación estatal en actividades del sector de la energía que pueden ser asumidas por el sector privado. Así, la actividad de generación de energía eléctrica es una actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control de las autoridades competentes, por lo que la participación del Estado Nacional o de una sociedad de las características de ENARSA como titular y operador de centrales del tipo descripto no resulta indispensable para asegurar el normal funcionamiento del sector”*.

También se encuentra agregado un informe de la ex Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)<sup>47</sup> que expresa *“esta Secretaría entiende que resulta conveniente transferir determinados proyectos energéticos en los que el Estado Nacional tiene participación, a través de ENARSA o a partir de la participación accionaria o mediante derechos del Estado Nacional en proyectos energéticos y en sociedades comerciales del sector energético, a terceros que posean las capacidades técnicas y financieras suficientes para garantizar, una eficiente finalización de las obras y/o la consiguiente operación y mantenimiento, lo que redundará en un beneficio para el Estado Nacional permitiendo asignar sus recursos humanos y económicos a otros fines prioritarios”*.

---

<sup>46</sup> NO-2017-25677340-SECPEE#MEM

<sup>47</sup> IF-2017-25798151-APN-SECEE#MEM



Luego, el dictamen jurídico<sup>48</sup> previo al Decreto plantea que “...tanto la Ley N° 24.065 como la Ley N° 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficiencia y continuidad de los respectivos servicios. En ese marco, la intervención estatal se limita al ejercicio de la policía de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección del usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia. Cabe destacar que, en dicho contexto, la incorporación de capital privado en las actividades de generación de energía eléctrica se ha visto potenciada a partir de las convocatorias efectuadas mediante las Resoluciones 21 de fecha 22 de marzo de 2016<sup>49</sup> y 287 de fecha 10 de mayo de 2017<sup>50</sup>, ambas de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, y las Resoluciones 136 de fecha 25 de julio de 2016, 252 de fecha 28 de octubre de 2016 y 275 de fecha 16 de agosto de 2017, todas ellas de este Ministerio, posibilitando con ello el incremento de la generación de energía eléctrica. Por ello, en la medida propiciada se sostiene que resulta conveniente transferir ciertos proyectos energéticos en los que el Estado Nacional tiene participación, mediante ENARSA o a partir de sus derechos y tenencia accionaria en diversas sociedades comerciales del sector energético, a terceros que posean las capacidades técnicas y financieras suficientes para garantizar, en su caso, una eficiente finalización de las obras y/o la consiguiente operación y mantenimiento, permitiendo al Estado Nacional asignar sus recursos humanos y económicos a otros fines prioritarios”.

Los informes sustantivos y jurídico mencionados exponen razones genéricas y conceptuales con relación a los supuestos beneficios de la participación privada en la actividad de generación térmica, pero no mencionan la incidencia de la enajenación de los activos ni los beneficios que esto reportaría a los usuarios

<sup>48</sup> IF-2017-25802357-APN-DGAJ#MEM

<sup>49</sup> Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con compromiso de estar disponible en el mercado eléctrico mayorista (MEM) para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, desde los siguientes periodos estacionales: (i) verano 2016/2017, (ii) invierno 2017, o (iii) verano 2017/2018.

<sup>50</sup> Convocatoria abierta para la venta de energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización, en la presente etapa i, de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el mercado eléctrico mayorista (MEM).



finales del servicio público de distribución eléctrica

Es decir, el ex MINEM no ponderó si con la venta de las Centrales Térmicas se incrementarían los niveles de generación eléctrica y si, por ejemplo, una gestión privada redundaría en una baja de precios en el segmento de generación térmica con impacto en la tarifa que pagan los usuarios. La decisión de desprenderse de las Centrales se tomó sin considerar proyecciones de producción, indicadores de potencia instalada y energía entregada ni previsión de los incrementos de energía esperables con los ciclos combinados.

Tampoco se analizó la estructura y el contexto financiero del mercado eléctrico, previo a la decisión de venta. Si bien se constató que las empresas adquirentes notificaron la operación de concentración económica, conforme a lo previsto en la Ley 27.442<sup>51</sup> y dieron cumplimiento a los requerimientos efectuados por la ex Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC), lo cierto es que no hubo una evaluación previa que analice el impacto de las ventas en el marco de los objetivos de la política energética de promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficiencia y continuidad de los servicios (Ley 24.065).

**4.2. Las situaciones que se mencionan a continuación, verificadas durante el desarrollo de los procedimientos licitatorios, impactaron en elementos esenciales del contrato y principios de las contrataciones públicas, tales como: i) plazo de cierre de ciclo, ii) penalidades establecidas, iii) precio de venta de los activos y iv) principio de concurrencia, con afectación de los objetivos previstos en el Decreto 882/17.**

**4.2.1. La eliminación requisitos técnicos tendientes a garantizar el cumplimiento del cierre de los ciclos de manera eficiente no logró favorecer la concurrencia de oferentes, introduciendo un riesgo respecto del objetivo de asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las Centrales en el**

---

<sup>51</sup> Ley de Defensa de la Competencia. BO: 15/05/18.



**menor tiempo posible.**

Los PBC establecieron los requisitos y las formas a las que debían sujetarse las ofertas para ser admitidas, en aras de facilitar su evaluación y comparación y, además, reducir el riesgo de discrecionalidad y/o arbitrariedad en la adjudicación.

El 11/05/18, IEASA publicó un Pre-Pliego, a los fines de recibir comentarios y sugerencias de los interesados. Se estableció como requisito para presentar ofertas, la necesidad de acreditar una antigüedad de 5 años en el desarrollo de la actividad, por parte del Operador Técnico en el marco de un Contrato de Operación.

En efecto, el artículo 11 del Pre pliego estableció: *“Los oferentes deberán acreditar estar o haber estado dedicados por un período no inferior a 5 años, a la actividad de generación de energía eléctrica en la República Argentina o en el exterior, con una capacidad instalada y operativa de al menos 100 megawatts de potencia. Los Oferentes deberán acompañar en el Sobre 1 la documentación que acredite el cumplimiento de este requisito o en su caso que lo cumpla el Operador Técnico. En el supuesto de tratarse de Oferentes compuestos por dos o más Integrantes, este requisito se considerará cumplido, si al menos uno de los Integrantes acredita su cumplimiento”*.

De la documentación relevada por el equipo de auditoría, surge que con fecha 13/06/18, IEASA remitió una Nota<sup>52</sup> a la Unidad de Coordinación General del ex MINEM a través de la cual informó una serie de inquietudes planteadas por los interesados, específicamente con relación a la definición de Antecedentes Técnicos, detallado en el párrafo anterior.

Sugirió, con fundamento en lograr una mayor cantidad de oferentes en la licitación, eliminar el plazo de 5 años de antigüedad requerido.

Luego, el ex MINEM por Resolución 289/18, aprobó los PBC, con los requisitos de antecedentes técnicos para el operador, aunque sin la exigencia del plazo de 5 años de experiencia.

Con fecha 05/09/18, por Resolución ex MINEM 123/18 se ratificaron las

---

<sup>52</sup> Nota P 118/18, de fecha 13/06/18 emitida por el presidente de IEASA.



Circulares 1 (una para cada CT) a través de las cuales se eliminaron las definiciones de Operador Técnico, Contrato de Operación y la descripción de los antecedentes técnicos necesarios para operar las CT.

En consecuencia, las empresas oferentes se encontraron eximidas de acreditar capacidad técnica, económica y/o financiera en relación con la asunción de las obras de cierre de ciclo.

Como se expresó previamente, IEASA justificó la eliminación de estos requisitos en el incremento potencial del número de oferentes. Sin embargo, tales cambios no lograron cumplir con lo esperado, toda vez que solo se presentaron dos oferentes en las Licitaciones.

Adicionalmente, se señala que la importancia de los requisitos técnicos y económico-financieros previstos en el origen del procedimiento, radicaba en la necesidad de cumplir con el cierre de los ciclos de manera eficiente, cuestión prevista en el Decreto 882/17.

**4.2.2. La supresión de la fecha de habilitación comercial y en consecuencia de la garantía de habilitación comercial, así como del régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, dejó el cierre de ciclo de al arbitrio de los adquirentes y privó a IEASA de herramientas para demandar su cumplimiento.**

El Decreto 882/17 estipuló que las condiciones y requisitos para la finalización de las Obras de Turbovapor (obras de conversión a ciclo combinado) para los activos correspondientes a ambas centrales, debían establecerse en el menor tiempo posible.

La conversión a ciclo combinado es una tecnología clave que mejora significativamente la eficiencia energética y abarata costos al producir más energía con la misma cantidad de combustible. En consecuencia, aumenta la generación de energía y mejora la remuneración y la competitividad de las CT en cuanto a su desempeño en el despacho.

Como se dijo en puntos previos, los PBC, aprobados por Resolución ex



MINEM 289/18<sup>53</sup>, estipularon en su artículo 2º (Definiciones) para la habilitación comercial, un plazo de 24 y 14 meses para CTEB y CTBL, respectivamente.

El artículo 47 del PBC dispuso que la mora en la obligación de completar la conversión a ciclo combinado se produciría en forma automática y sin necesidad de interpelación previa, una vez transcurridos los plazos previamente mencionados. Como penalidad, se estableció una multa de US\$ 50.000 por día de demora hasta un máximo de US\$ 10.000.000.

La Circular 1<sup>54</sup>, válida para ambos procesos de venta, eliminó el requisito del plazo para la habilitación comercial y en consecuencia, las penalidades por mora establecidas originalmente, quedando la finalización del ciclo al arbitrio exclusivo de los adquirentes.

El dictamen de la Dirección General de Asuntos Jurídicos del ex MINEM<sup>55</sup> recaído en el expediente donde tramitó la aprobación de la Circular 1, cita un informe de la Dirección de Administración, Finanzas y Servicios Corporativos de IEASA que expresó que: *“eliminar el plazo de construcción del cierre de ciclo y las penalidades por mora asociadas, es en el mejor interés de IEASA, dado que de esa manera se logrará un mayor precio a ofertar por parte del oferente, sin perder los fuertes estímulos existentes a la terminación de la obra en el menor tiempo posible y las penalidades implícitas vigentes para la demora”*.

Sin embargo, la CTBL, cuyo contrato de adquisición fue suscripto el día 14/06/19, no había obtenido la habilitación comercial y, por ende, no había culminado la obra de cierre de ciclo, a la fecha de finalización de las tareas de campo de la Auditoría, careciendo el Estado de medidas coercitivas, tendientes a hacer cumplir el objetivo del Decreto 882/17 de finalizar las Obras de Turbopapor para los activos correspondientes a ambas centrales, en el menor tiempo posible.

Respecto de la CTEB, luego de declarar fracasada la primera licitación en la Asamblea de Accionistas<sup>56</sup> del 26/03/19, se procedió a un segundo llamado,

---

<sup>53</sup> 21/06/18

<sup>54</sup> Resolución ex MINEM 123/18

<sup>55</sup> IF-2018-43461703-APN-DGAJ#MEM, agregado al expediente EX2018-40725056-APN-DGDO#MEM

<sup>56</sup> Informe al Directorio Nuevo Pliego CTEB de fecha 26/3/19



donde se aprobó un nuevo PBC<sup>57</sup>. En dicho marco, se dictó la circular modificatoria 5/19<sup>58</sup>, y se restableció el requisito de un plazo para la habilitación comercial y la penalidad por incumplimiento.

En este caso, se pasó de un plazo original de 24 meses, dejado sin efecto por la Circular Modificatoria 1/18, a uno de 30 meses. Como penalidad se dispuso una aceleración de los VRD B, lo que implicaba que, ante el posible incumplimiento, se produciría la ejecución de los VRD por adelantado.

Las situaciones señaladas pusieron en riesgo las condiciones establecidas en el Decreto 882/17 que había fijado como prioritaria la finalización de las obras de Turbovapor.

Es decir, las modificaciones introducidas que eliminaron plazos y sanciones en un primer momento, y luego los reestablecieron solo para una de las CT, dan cuenta de una deficiencia en la planificación de los procesos de venta de los activos estatales y del incumplimiento de los objetivos del Decreto 882/17.

El ex MINEM y ENARSA debieron actuar conforme al citado Decreto, y sin alterar unilateralmente sus objetivos, en contravención al principio de inderogabilidad singular de los reglamentos, según el cual las disposiciones administrativas de carácter particular (para el caso, las circulares modificatorias) no pueden establecer excepciones o derogar normas generales (en el caso, los objetivos del Decreto 882/17).

El Estado careció en el caso de la CTBL, por decisión unilateral del ex MINEM, de la posibilidad de exigir el cierre de ciclo y promover una mayor eficiencia energética.

#### **4.2.3. La alteración de la posición contractual de IEASA a través de la Circular 10, fundado en cierta imprevisión a la hora de evaluar la vigencia de los avales del Tesoro, provocó un incremento en el riesgo a cargo la compañía.**

Como se expuso en las aclaraciones previas, en el año 2011 se celebraron

<sup>57</sup> Acta de Reunión de Directorio de fecha 27/03/19

<sup>58</sup> No se pudo constatar la fecha de las Circulares de la segunda licitación de CTB.



sendos Contratos de Fideicomiso, entre ENARSA, como Fiduciante, y NAFISA, como Fiduciario. CAMMESA fue notificada en su carácter de deudor cedido.

El objeto de los fideicomisos era obtener el financiamiento necesario para el desarrollo del proyecto, a través de la colocación y venta de los títulos emitidos a tal efecto (valores representativos de deuda o VRD) y, la cesión al Fideicomiso por parte de ENARSA, de los derechos de cobro derivados del contrato de abastecimiento.

Se establecieron las pautas y mecanismos para que el repago del financiamiento se efectúe con el Patrimonio Fideicomitado, y con la garantía del Estado Nacional, si lo primero no ocurre.

En este marco, ENARSA (Fiduciante), cedió al Fideicomiso como Bienes Fideicomitados, los derechos de cobro derivados del contrato de abastecimiento celebrado con CAMMESA<sup>59</sup>. Los pagos de los derechos de cobro a favor del Fideicomiso eran efectuados directamente por CAMMESA, en su carácter de Deudor Cedido, a través del depósito en una cuenta denominada Cuenta Fiduciaria Recaudadora. NAFISA (Fiduciario), se obligó a aplicar el producido de los valores emitidos a los destinos puntualmente establecidos.

Dada la naturaleza jurídica de ENARSA<sup>60</sup>, el Tesoro Nacional garantizó mediante la emisión de avales<sup>61</sup>, durante la vigencia del Fideicomiso y hasta la cancelación total de los valores fiduciarios (VRD), el repago en tiempo y forma de la totalidad de las amortizaciones e intereses correspondiente a dichos valores<sup>62</sup>. Los avales del Tesoro Nacional, constituido originariamente a favor de ENARSA, fueron endosados a favor de NAFISA que se constituyó en beneficiario.

---

<sup>59</sup> Los contratos de abastecimiento de energía se firman por el término de 10 años desde la habilitación comercial de la Central. ENARSA/IEASA se constituye en parte vendedora y CAMMESA en compradora de una determinada cantidad determinada de energía eléctrica generada por las Centrales.

<sup>60</sup> Según la Ley 25943 (BO: 03/11/04), ENARSA fue constituida como una Sociedad Anónima con participación 100% estatal.

<sup>61</sup> Los avales fueron los siguientes: 1. AVAL 2/09. Otorgado en base a lo dispuesto por el artículo 63 de la Ley 26.422, por un monto de hasta US\$ 464.096.769, con beneficiario inicial a ENARSA, y para garantizar las obligaciones asumidas en los Fideicomisos. 2. AVAL 1/10. Otorgado en base a lo dispuesto por los artículos 4 y 7 del Decreto 949/10 y en el marco de lo establecido por los artículos 17 y 56 de la Ley 26.546, por un monto de hasta US\$ 300.000.000, con destinatario inicial a ENARSA, y para garantizar los intereses correspondientes al capital avalado en el ejercicio 2009 mediante el aval 2/09. 3. AVAL 2/10. Otorgado en base a lo dispuesto por los artículos 4 y 7 del Decreto 949/10 y en el marco de lo establecido por los artículos 17 y 56 de la Ley 26.546, por un monto de hasta US\$ 600.000.000, con beneficiario inicial a ENARSA, y para garantizar el capital más sus respectivos intereses y accesorios del saldo de financiamiento para concluir las Centrales Térmicas.

<sup>62</sup> El producto de los títulos, los bienes fideicomitados y los fondos provenientes de la ejecución del aval del Tesoro Nacional, constituyen el Patrimonio Fideicomitado, siendo este la única fuente de repago del financiamiento del proyecto.



Entre las obligaciones del Fiduciario (NAFISA) se estableció la de aplicar los fondos depositados en la Cuenta Fiduciaria Recaudadora, al pago de los intereses moratorios, diferidos y cuotas de amortización de los VRD que corresponda abonar.

Las causales de ejecución de los avales otorgado por el Tesoro Nacional podían ser:

- a) Falta de pago de los intereses y accesorios de los VRD.
- b) Ocurrencia de un evento de Caducidad de Plazos, entre los que se destacan: i) la falta de pago del total del capital de los VRD; ii) la finalización del Contrato de Abastecimiento; iii) el cese de funcionamiento de la Central Térmica y iv) la imposibilidad de continuar con su operación.

Complementando a los Fideicomisos celebrados, se suscribió un Contrato de Agencia de Garantía, entre NAFISA, ENARSA y el Banco Galicia, como Agente de Garantía del Aval del Tesoro Nacional.

Decidida la venta de las CT, el artículo 36 de los PBC<sup>63</sup> (Contratos asumidos) estableció respecto del rol de IEASA que: “...*En la fecha efectiva, IEASA transferirá y cederá al Adquiriente la posición contractual que le corresponde en los Contratos Asumidos...*”. El artículo 37 (Deuda financiera), por su parte, estipuló que “...*En la fecha Efectiva, el Adquirente asumirá la calidad de Fiduciante del Fideicomiso como propia y se colocará en la misma posición de IEASA respecto del Fideicomiso...*”. Es decir, se dispuso la sustitución del Fiduciante por el adjudicatario de la licitación y, en atención a dicha circunstancia, IEASA ofreció al beneficiario de los VRD B rescatar sin extinguir la totalidad de los valores fiduciarios en circulación. El beneficiario de las VRD B era el Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS) de la ANSES.

La Auditoría consultó a ENARSA sobre la factibilidad económica y financiera de dicha operación. Como respuesta, la compañía remitió un informe de fecha 11/12/18 de donde surge que “*la compra de los VRD debe necesariamente ser analizada como una transacción accesoria a una principal, que es la licitación*”

---

<sup>63</sup> Aprobados por Resolución ex MINEM por Resolución 289/18 del 21/06/18.



*de venta de las centrales” y “...como un mecanismo indispensable para coadyuvar a la concreción de la venta de los activos y para asegurar el principio de concurrencia de la licitación, ampliando la base de posibles oferentes, y como consecuencia de ello, ampliando potencialmente el precio de venta”.*

Indicó también que en dicha transacción “*subyace el riesgo performance de los accionistas privados en cuanto al manejo de las empresas una vez transferidas las mismas*”.

La conformidad al cambio de titularidad por parte del FGS, en tanto acreedor de los VRD, y la sustitución de IEASA por el adquirente de cada una de las CT, resultaba un requisito ineludible para la enajenación de las CT, razón por la cual se convocó a una Asamblea de beneficiarios, celebrada el 18/12/18, en la cual el FGS, único tenedor de los VRD B, manifestó su aceptación respecto del rescate anticipado ofrecido por IEASA, aunque condicionada a que se mantuviera la garantía del Tesoro Nacional respecto de sus títulos.

Ante el condicionamiento expresado por el FGS, la Subsecretaría de Coordinación Administrativa del ex MINEM<sup>64</sup>, solicitó la opinión de la Procuración del Tesoro de la Nación (PTN), respecto de la vigencia de los Avales 2/09, 1/10 y 2/10 otorgados a favor de ENARSA, frente al proceso de enajenación dispuesto por el Decreto 882/17, considerando que la citada transferencia se instrumentaría mediante la venta de las Centrales Térmicas al sector privado, y que dicho traspaso implicaría, entre otros aspectos, una cesión a favor del tercero adquirente de la posición contractual que ENARSA tiene como (i) Fiduciante del FF y (ii) vendedor de energía en el Contrato de Abastecimiento. No obstante, señaló que el objeto y las características de los avales no sufrirían modificaciones, en tanto permanecerían endosados a favor del Fiduciario, a fin de garantizar el repago del financiamiento que permitió la construcción de las Centrales Térmicas.

La PTN<sup>65</sup> requirió la previa intervención de los servicios jurídicos de los entonces MINEM y MHA y de las Oficinas Nacionales de Presupuesto (ONP) y de Crédito Público (ONCP), áreas técnicas y competentes de las Secretarías de

<sup>64</sup> Nota NO-2018-17214126-APN-SSCA#MEM.

<sup>65</sup> Nota NO-2018-20322600-APN-PTN



Hacienda y de Finanzas, respectivamente.

La Dirección General de Proyectos Estratégicos y Participación Público Privada del ex Ministerio de Energía y Minería se expidió, en el sentido de que la enajenación de las Centrales Térmicas a través de la transferencia de un fondo de comercio y de la cesión de la posición contractual de ENARSA a un tercero, no alteraría el esquema vigente, pues la transacción no modificaría ninguna circunstancia relativa a los avales, en la medida que el único cambio fuera la modificación del Fiduciante en el marco del Fideicomiso. Sin embargo, al no contar con los antecedentes relativos a la emisión de los avales, señaló que no podía expedirse en cuanto a la existencia de alguna restricción respecto de la eventual modificación del Fiduciante del Fideicomiso, como tampoco respecto de la calidad del beneficiario del aval o del eventual endosatario de los avales.

La Oficina Nacional de Crédito Público concluyó que, entre otros requisitos a cumplir, si el avalado es una persona del sector privado debe ofrecer garantías de repago del aval, tales como fianzas, prendas o hipotecas. Expuso también que todas las áreas coincidían en afirmar que las condiciones tenidas en cuenta al momento de autorizarlos y otorgarlos serían modificadas, implicando ello que se estaría avalando a un privado y asumiendo un posible incumplimiento de alguien ajeno al Sector Público Nacional.

En función a lo expresado, entendió que los avales oportunamente entregados no mantendrían su vigencia, por cuanto:

a) como se expresa en los Pliegos de Bases y Condiciones, el adquirente asume la calidad de Fiduciante y se colocará en el lugar de IEASA con relación a todo tipo de deuda, por lo que carecería de sentido que esta última empresa siguiera siendo la destinataria y responsable de los avales.

b) Con el nuevo escenario planteado, en donde ENARSA cede a sus compradores del ámbito privado su posición contractual en los contratos de abastecimiento suscriptos con CAMMESA, habrán de modificarse sustancialmente los antecedentes de hecho y derecho que precedieron el otorgamiento de los avales en cuestión.

Prestaron su conformidad con la opinión de la ONCP el Secretario de



Finanzas y el Secretario de Hacienda, órganos rectores y responsables de la Coordinación de los Sistemas que integran la Administración Financiera del Sector Público Nacional.

La Subsecretaría de Regulación Financiera del Ministerio de Hacienda remitió, nuevamente, las actuaciones a la PTN que consideró<sup>66</sup> que la obligación oportunamente garantizada sigue siendo la misma, y los sujetos involucrados mantienen sus respectivas obligaciones: *“NAFISA sigue encargada de aplicar el producido de los valores emitidos al destino puntualmente establecido, CAMMESA a cargo del depósito en el Fideicomiso de los montos de la compra de energía a ENARSA, y NAFISA sigue siendo el beneficiario del aval. Desde esta perspectiva, y en estos aspectos del negocio, el reemplazo de ENARSA por un tercero privado en el Fideicomiso, en nada alteraría la mecánica instrumentada desde su inicio, ni tendría incidencia respecto de los avales ya otorgados en garantía de cumplimiento de una obligación que se mantiene.*

Además, destacó que, en el esquema de los PBC, se observó la existencia de un conjunto de garantías a otorgar por el adjudicatario a favor IEASA que la liberan de responsabilidad, entre otras cosas, por cualquier reclamo iniciado por el Estado Nacional originado en los avales del Tesoro en caso de ejecutarse la garantía.

Por último, estimó necesaria una nueva intervención de la Dirección de Asuntos Administrativos, Empleo Público y Finanzas Públicas del Ministerio de Hacienda, de la Oficina Nacional de Crédito Público, y del Órgano Responsable de la coordinación de los sistemas que integran la Administración Financiera del Sector Público Nacional para que se expidan sobre la cuestión.

La Dirección de Asuntos Administrativos Empleo Público y Finanzas Públicas<sup>67</sup>, observó que los Fideicomisos tienen como destino único, exclusivo e irrevocable la aplicación por el Fiduciario del producido neto de la colocación de los VRD a la atención del financiamiento de las obras y proyectos que se autorizaron a avalar. Siendo ello así, y en tanto la eventual transferencia de las centrales, que

---

<sup>66</sup> IF-2018-51604618-APN-PTN

<sup>67</sup> IF-2018-44075390-APN-DAAEPYFP#MHA



trasladado al contrato de fideicomiso supondría la sustitución de ENARSA por un actor privado, implicaría “Prima facie” que las condiciones tenidas en cuenta al momento de las autorizaciones y otorgamiento de los avales sean modificadas, y en consecuencia ello conllevaría la caducidad de los mismos, claro está de no mediar una nueva ley que los autorice en forma expresa.

Señaló que ENARSA continuará siendo responsable frente al Tesoro Nacional si el fiduciario ejecuta los avales en caso de incumplimiento de los administradores de las centrales en el marco de los contratos de abastecimiento, por lo que resulta razonable interpretar que con el nuevo escenario planteado, en donde ENARSA cede a sus compradores del “ámbito privado” su posición contractual en los contratos de abastecimiento MEM suscriptos con CAMMESA, convirtiéndose así éstos en fiduciantes del Fideicomiso Financiero, habrán de modificarse sustancialmente los antecedentes de hecho y derecho que precedieron el otorgamiento de los avales en cuestión.

Finalmente, la ONCP<sup>68</sup> señaló que lo dispuesto por el artículo 62 del Decreto reglamentario de la Ley 24.156, requiere la intervención de la Oficina Nacional para mantener la validez del aval otorgado en caso de modificaciones, estableciéndose que en aquellos casos en que se modifiquen las condiciones financieras de la operación respecto a las originalmente autorizadas, sin la intervención antes señalada, se considerará caducado el aval oportunamente otorgado a partir de la fecha de realizada la modificación y enfatizó la coincidencia de las áreas preopinantes en cuanto a que *“se estaría avalando a un privado y asumiendo un posible incumplimiento de alguien ajeno al Sector Público Nacional”*. También expresó que el artículo 64 de la Ley 24.156 demanda el dictado de una ley para esta cuestión y que el reglamento (Art. 64 del Decreto 1344/07), exige: i) el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 62 de la ley y de la reglamentación, ii) la autorización previa del Órgano Coordinador de los Sistemas de Administración Financiera y iii) el ofrecimiento de garantías a entera satisfacción del mismo, las que podrán consistir en fianzas, prendas o hipotecas.

---

<sup>68</sup> IF-2018-44763396-APN-ONCP#MF



En función a lo expresado la ONCP entendió que los avales oportunamente entregados no mantendrían su vigencia. No surge de los expedientes remitidos por el auditado una nueva intervención de la PTN.

Por su parte, la Asamblea de Tenedores de VRD del Comité Ejecutivo del FGS expresó que: *“Los Avales del Tesoro constituyen el principal mitigante del riesgo sobre la estructura del flujo de pagos, y también sobre la evaluación del rendimiento financiero considerado al momento de aprobar la inversión en estos Fideicomisos de Infraestructura”*<sup>69</sup>.

Ante la pérdida de vigencia de los avales dictaminado por la ONCP y la importancia de estos como reductores del riesgo, manifestada por los tenedores de los VRD, el ex MHA, por Resolución 326/18 aprobó la Circular 10 con fecha 27/12/18 y modificó el artículo 32.1. del PBC el artículo 32.1 en el siguiente sentido: *“IEASA rescatará del FGS, sin extinguir, la totalidad de los VRD, convirtiéndose IEASA en su tenedor, de conformidad a la oferta condicionada de rescate sin extinción de VRD realizada por IEASA y aceptada en Asamblea de Tenedores de dichos VRD de fecha 18 de diciembre de 2018. IEASA, el Adjudicatario y el Fiduciario suscribirán el Contrato de Fideicomiso Enmendado. IEASA transferirá en propiedad a favor del Adquirente los VRD del Adquirente.”*

También modificó el Artículo 37, el que quedó redactado de la siguiente manera: *“en la Fecha Efectiva, el adquirente asumirá la calidad de fiduciante del Fideicomiso y se colocará en la misma posición de IEASA respecto del Fideicomiso con relación a todo tipo de deuda, incluyendo la Deuda Financiera y toda obligación, responsabilidad o deber que pueda recaer sobre IEASA de conformidad con el Contrato de Fideicomiso. Asimismo, en la misma fecha quedará automáticamente sin efecto el Aval, el cual será reintegrado a IEASA para su devolución al Estado Nacional”*.

Es decir, IEASA no ponderó que los avales del Tesoro perderían vigencia ante la transferencia de los activos a una persona jurídica privada y, ante el nuevo escenario, con el propósito de materializar y destrabar el proceso de venta, compró

---

<sup>69</sup>Acta 165. Diciembre de 2018.



los títulos de deuda VRD con el producido de la venta. El FGS, por su parte, cobró el total de la deuda financiera en simultáneo con la venta de las centrales.

A fin de evitar que la operación propuesta se frustrase por la imposibilidad del FGS de mantener su condición de beneficiario de los VRD de cada fideicomiso, IEASA alteró su resultado esperado al aceptar reemplazar el rol de FGS como inversor en cada uno de los fideicomisos.

Dicha impericia tuvo como consecuencia una nueva alteración de las condiciones de los PBC aprobados por Resolución ex MINEM 289/18, para poder concluir las transferencias instruidas por el PEN con la consecuente asunción del riesgo de la nueva operación, por parte de IEASA.

En definitiva, IEASA asumió el rol de acreedor final, manteniendo los términos y condiciones originales excepto por el aval del Tesoro Nacional, que debió ser reemplazado por garantías privadas. De esta manera se sostuvo el esquema de fideicomisos y la cesión de los derechos de cobro de CAMMESA, garantizando el repago de la deuda, ahora en favor de IEASA que cambió el objeto de la operación, puesto que dejó de percibir la liquidez y se convirtió en inversor del fideicomiso. Se volverá sobre el punto en el hallazgo 4.4.

#### **4.2.4. Los cambios introducidos a los conceptos de “Monto Mínimo en Efectivo” y “Monto Ofrecido”, determinaron la venta de las CT a un precio inferior al planificado.**

El Decreto 882/17 en su artículo 11 estipuló que las valuaciones requeridas para los procedimientos de venta y cesiones serían efectuadas por los organismos públicos competentes y autorizó al ex MINEM a efectuar las contrataciones respectivas con organismos internacionales, personas jurídicas privadas o consultores, nacionales o extranjeros, de reconocido prestigio en la materia, a los efectos de asesorar en el proceso de venta y cesiones previstas en el presente decreto y/o realizar valuaciones adicionales.

En cumplimiento con lo descripto, ex IEASA solicitó la opinión del TTN a fin de determinar un precio base para las centrales térmicas. El TTN se expidió el 17/08/18 para CTEB y el 31/08/18 para CTBL.



En los PBC<sup>70</sup> se definen<sup>71</sup> los conceptos de “Monto Mínimo en Efectivo” como aquel que los Oferentes deberán comprometerse a abonar al contado a IEASA en el Sobre 2 de su Oferta Económica, equivalente al 85% de la Tasación, y el de “Monto Ofrecido”, que es *“la suma del Monto Mínimo en Efectivo más el Monto Variable, y constituye la contraprestación total a cargo del Adquirente por la transferencia del Fondo de Comercio y del Inmueble objeto de la Licitación, el que no podrá ser inferior a la Tasación”*.

La Circular 1<sup>72</sup>, disminuyó el “Monto Mínimo en Efectivo” al 75% de la Tasación, y en cuanto al concepto de “Monto Ofrecido”, suprimió la indicación de que este no podría ser inferior al de la Tasación.

Declarada fracasada la Licitación CTEB 01/18, la Asamblea de Accionistas instruyó al Directorio de IEASA a efectuar un segundo llamado, tomando la mayor oferta recibida en la licitación fracasada como precio base para el PBC<sup>73</sup>.

Se instruyó, además, a incorporar las modificaciones y aclaraciones introducidas por medio de las Circulares correspondientes al primer llamado. Este segundo PBC fue aprobado por Resolución ex SGE 160/19<sup>74</sup>.

Es decir, se decidió dejar de lado el valor del TTN como precio base y se estableció como nuevo precio base, el valor de la mayor oferta recibida en el primer llamado.

La Auditoría consultó al auditado sobre los fundamentos de las decisiones tomadas por la compañía vinculadas con el menor valor de venta. IEASA respondió<sup>75</sup> que *“El entonces Ministerio de Energía de la Nación decidió aprobar la inclusión en los pliegos de las Licitaciones un monto mínimo en efectivo equivalente al 75% de la tasación del Tribunal de Tasaciones de la Nación mediante resolución 123/18 del ex Ministerio de Energía de la Nación. El mismo valor se mantuvo para el segundo llamado a Licitación para la CTEB”*

Los cambios introducidos denotan en definitiva errores en la planificación de

<sup>70</sup> Aprobados por Resolución 289/18 del 21/06/18

<sup>71</sup> Art. 2 - “Definiciones”

<sup>72</sup> Del 05/09/18, ratificada por Resolución 123/18 del 06/09/18

<sup>73</sup> Aprobado por Resolución SGE 292/2019 del 31/05/19.

<sup>74</sup> BO: 01/04/19

<sup>75</sup> Nota L043/2024



la venta de los activos estatales. Se volverá sobre este tema en el hallazgo 4.5.

#### **4.3. Las evaluaciones de las propuestas durante las licitaciones fueron realizadas por un tercero, lo cual no se encontraba previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC)**

Mediante las Resoluciones ex IEASA 3/19<sup>76</sup> y 4/19<sup>77</sup>, se conformó la Comisión Evaluadora de las ofertas, correspondientes a las Licitaciones CTEB 01/18 y CTBL 01/18 y se aprobó, por unanimidad, la integración de sus miembros, entre los que encontraba personal jerárquico de IEASA y del ex MH.

Su competencia y funciones resultó de lo establecido a partir del artículo 21 de los PBC. Se previeron dos intervenciones, una para el análisis del sobre 1<sup>78</sup> y otra para el sobre 2 (oferta económica).

En la primera intervención, el 07/02/19, resultaron precalificadas la totalidad de las ofertas presentadas<sup>79</sup>.

Ahora bien, el artículo 24.1 de los PBC dispuso que: *“Las Ofertas Económicas incluidas en el Sobre N° 2 serán revisadas por la Comisión Evaluadora para comprobar que cumplan con todos los requisitos y exigencias previstos en el PBC”*. Por su parte, el segundo párrafo del art. 24.2 de los PBC, se indicó que *“El resultado del análisis de la Comisión Evaluadora será informado a los Oferentes cuyas Ofertas Económicas hayan sido abiertas”*. Por último, en el art. 25, referido a *“Criterios de selección del Adjudicatario”*, señaló *“Dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la apertura del sobre No 2, la Comisión Evaluadora fijará el orden de mérito partiendo del Oferente que haya ofrecido el monto variable más elevado”*.

De la lectura de los informes de la Comisión Evaluadora sobre las ofertas económicas del 15/02/09 presentadas para ambos procesos licitatorios, se verificó

---

<sup>76</sup> 30/01/19

<sup>77</sup> 30/01/19

<sup>78</sup> El art. 17 indica el “Contenido de la Oferta”, donde el Sobre No 1 debió de incluir: la declaración manifestando su voluntad de participar; comprobante de adquisición del PBC; constancias de visita a la central; copia certificada de Estatuto y Certificado de Vigencia; copia certificada del Acta de Directorio resolviendo participar en la Licitación; designación de representante; Poder del representante; constitución de domicilio en CABA; garantía de mantenimiento de oferta; últimos Estados Contables y; declaración Decreto 202/17.

<sup>79</sup> Central Puerto SA e YPF



la remisión a un Memorándum de la misma fecha emitido por un estudio jurídico ajeno a IEASA.

En los puntos de los dictámenes, donde se trata la “Evaluación de las Ofertas presentadas”, se expone el análisis plasmado en dicho Memo, donde destacan para CTBL que *“el oferente<sup>80</sup> ...dio cabal cumplimiento a todas las exigencias previstas en el pliego de la Licitación CTBL. Por lo tanto, la oferta debe ser considerada como válida e incorporada en el orden de mérito correspondiente, a los efectos de que la Asamblea de Accionistas de IEASA considere su adjudicación...”*.

Por su parte, para el dictamen confeccionado para CTEB, se expone *“dado que ...YPF no ofreció el Monto Mínimo en Efectivo obligatorio ni Monto Variable, ofreciendo cancelar el monto ofertado a través de una cesión de derechos, en evidente contradicción a las disposiciones del pliego..., se considera que ...la oferta de YPF debe ser rechazada por no cumplir con los requisitos y exigencias del pliego de la Licitación CTEB...”<sup>81</sup>*.

Surge de ambos dictámenes que la Comisión Evaluadora fundó sus recomendaciones en lo indicado por el estudio de abogados, aunque se refiere a las atribuciones previstas en el artículo 24 del PBC de ambas Licitaciones.

Es decir, IEASA tercerizó la función de evaluar las ofertas económicas sin que dicha facultad se encuentre prevista en los PBC, aprobados por el ex MINEM, contraviniendo de esta manera el carácter objetivo e irrenunciable de la competencia asignada.

La tercerización fue realizada a un estudio jurídico que, según constatación realizada por la Auditoría el día 12/08/24, contaba entre sus clientes a las empresas adjudicatarias de la venta de la CTEB.

#### **4.4. La conveniencia de la inversión del producido de la venta en el financiamiento de las centrales no fue justificada, sino subsidiariamente al fin de mejorar el precio de venta. Su costo no fue cuantificado y no se**

---

<sup>80</sup> Se refiere a Central Puerto SA

<sup>81</sup> Luego, en la segunda licitación, resultó adjudicataria PACOGEN, integrada por Pampa Energía SA e YPF.



**encontró evidencia respecto de su razonabilidad en relación con los precios ofertados.**

La Auditoría consultó a la SE y ENARSA respecto a: i) las evaluaciones, dictámenes o informes elaborados para determinar la conveniencia del precio y de la operación de venta; ii) La conveniencia de las modificaciones al esquema del fideicomiso financiero y iii) Las causas que expliquen la diferencia entre el valor de la tasación y los valores de adjudicación de las centrales.

Ambos auditados remitieron dictámenes y evaluaciones respecto a la legalidad y adecuación de las ofertas a las cláusulas licitatorias, pero no proveyeron información respecto de la conveniencia económica del valor obtenido por la enajenación de las centrales ni de los efectos de los cambios en el esquema de los fideicomisos financieros asociados a las centrales.

Tal como se describió en el hallazgo 4.2.3., la situación ocurrida con la vigencia de los avales determinó la redefinición del esquema de repago de las deudas de las centrales, situación no prevista en el diseño original de la venta.

Efectivamente, para sostener el proceso licitatorio IEASA sustituyó el esquema de garantía, mediante el rescate sin extinción de los títulos de deuda, reemplazando al FGS como su tenedor y beneficiario (acreedor). IEASA, como parte vendedora de las centrales, fue reemplazada por las partes compradoras como los nuevos fiduciantes (deudor).

Para ello, debió destinar el valor en efectivo de la venta para rescatar los valores de deuda, lo que significó una inversión financiera, subsidiaria al proceso licitatorio, que no fue originalmente prevista y que requería una evaluación adicional respecto a cómo ésta permitiría a IEASA obtener un mejor resultado de la venta, al asumir un nuevo rol y un riesgo no contemplado inicialmente en el proceso licitatorio, ni en las directrices de la venta.

En ese entendimiento, la venta de las centrales implicó la toma de decisiones de los auditados sobre el valor de la venta y el valor del financiamiento que finalmente ofreció al rescatar la deuda del fideicomiso financiero. Consultados ENARSA y la SE respecto a las evaluaciones realizadas y a la conveniencia de dicha inversión, sólo se obtuvo evidencia del informe técnico de la Dirección de



Administración y Finanzas de IEASA.

En dicho informe, la Dirección elevó su opinión al Directorio de la empresa sobre la operación de rescate donde manifestó que *“en la medida que el Directorio concluya que la realización de esta transacción es indispensable para generar condiciones más favorables para la participación de oferentes en la licitación de venta de las centrales y para facilitar la venta de las mismas a un precio potencialmente mayor, y únicamente en ese caso, desde un punto de vista económico financiero no se presentarían objeciones por mi parte (Director de Administración y Finanzas de IEASA) a la realización de la misma, considerando las siguientes características de estos instrumentos”*<sup>82</sup>.

La primera versión de cancelación de deuda por parte de los compradores, contemplaba la amortización de capital y el pago de intereses en forma mensual, atado al flujo del PPA del ciclo abierto de las centrales, a una tasa de interés LIBOR + 500 bps<sup>83</sup>. Ya en ese momento (diciembre de 2018) y ante el tratamiento del financiamiento, esa Dirección manifestó que existían títulos soberanos, como el BONAR 2024, de mayor rendimiento, aunque con un flujo de fondos semestral para los intereses y anual para las amortizaciones de capital.

A través de las circulares que modificaron los PBC, las Enmiendas a los Fideicomisos<sup>84</sup>, y las resoluciones de la Autoridad de Aplicación<sup>85</sup>, se reestructuró el esquema de pago de la deuda, que en el caso de CTBL se mantuvo en los términos de lo decidido, mientras que en el caso de CTEB, ante el fracaso de la primera licitación, sufrió ulteriores modificaciones.

El proceso licitatorio de CTEB, a medida que avanzó en el tiempo sin una adjudicación, enfrentó un contexto macroeconómico más volátil, de mayor incertidumbre, con encarecimiento del financiamiento y consecuente aumento de su materialidad en la venta, como se evidenció en la comunicación entre IEASA y

---

<sup>82</sup> Informe Económico Financiero “Rescate de VRD” (11/12/2018). Dirección de Administración, Finanzas y Servicios Corporativos DAFSC-IEASA.

<sup>83</sup> La abreviación bps hace mención a “puntos básicos”. Por ejemplo 100 bps equivalen a un punto porcentual (1%).

<sup>84</sup> Para CTBL, Quinta Enmienda desde junio de 2019. Para CTEB, Quinta Enmienda desde agosto de 2019, Octava Enmienda desde octubre de 2019.

<sup>85</sup> La resolución ex SGE 69/19 (BO:07/03/19) instruyó a IEASA a proceder al rescate anticipado sin extinción de los VRD, de acuerdo a la nota IEASA P201 del 21 de diciembre de 2018, oferta presentada por IEASA y aprobada por la Asamblea de tenedores de los títulos (FGS) el 18/12/2018.



la SGE que se detalla a continuación.

En diciembre de 2018 las nuevas condiciones de los fideicomisos, en base a la opinión de la propia DAFSC-IEASA, tanto para CTBL como para CTEB, podrían ser aceptadas económica y financieramente, únicamente ante un potencial mayor precio de las ofertas. Posteriormente, para el caso de CTEB, esas condiciones fueron nuevamente revisadas, ya en la segunda licitación de la central.

Particularmente durante el desarrollo de la licitación de la CTEB, IEASA comunicó<sup>86</sup> a la ex SGE el 03/05/19, la necesidad de modificar el PBC y el esquema financiero asociado, atento a los pedidos de las partes interesadas del proceso licitatorio. Refirió que *“una de las solicitudes se fundamenta en las condiciones en las que se desenvuelve el mercado financiero en la República Argentina, las cuales no solo dificultan el acceso al crédito, sino que, además las altas tasas tanto en pesos como en dólares estadounidenses desalientan el financiamiento a través de entidades financieras. En el mismo sentido consideran que la emisión de bonos de deuda corporativa vinculada con activos que operan en mercados regulados por el Estado Nacional, debido a la situación de incertidumbre frente al proceso electoral del año en curso, provocan situaciones que tornan cualquier operación financiera de imposible cumplimiento frente a las obligaciones que deben ser asumidas en el marco de la Licitación”*.

El 04/05/19, la ex SGE<sup>87</sup> instruyó a IEASA a efectuar los procedimientos necesarios a los efectos de modificar el Contrato de Fideicomiso (mediante una Sexta Enmienda). Entre otras modificaciones, se gestionó: i) otorgamiento de un período de gracia de 24 meses, durante el cual sólo serían pagaderos los intereses; ii) modificación de la tasa de interés de los VRDB, fijada en la tasa Libor + 6,5%; iii) determinación del período de repago en 60 meses, con cuotas de amortización de capital que resulten en servicios de deuda constantes.

En el caso de CTBL, la central fue adjudicada y transferida efectivamente al adquirente (CPSA) el 14/06/19 por un monto de USD 165,43 millones. Bajo las instrucciones de la resolución ex SGE 69/19, IEASA destinó USD 154,69 millones

---

<sup>86</sup> Nota P 062/2019

<sup>87</sup> NO-2019-41172730-APN-SGE#MHA



de la venta al rescate sin extinción de los VRD, constituyéndose como beneficiario de los títulos de deuda y acreedor de la central.

El 12/07/19 IEASA recibió de Central Puerto SA la Nota CPSA-GC-N-0388/19, en donde la adquirente solicitó la refinanciación de la deuda, al tomar en cuenta las condiciones macroeconómicas y financieras por las que atravesaba el país que imposibilitaban el acceso al financiamiento necesario para ejecutar las obras de cierre de ciclo en el menor tiempo posible, sin perjuicio que los términos de la Licitación incluyeron la obligación por parte del adjudicatario de ejecutar las obras hasta su finalización y la puesta en operación comercial. La adjudicataria solicitó la suscripción de una nueva Enmienda al contrato de fideicomiso con el objeto de recrear las condiciones necesarias para financiar las obras en un plazo determinado.

El 22/07/19 IEASA<sup>88</sup>, informó a la ex SGE del pedido y solicitó se la autorice a realizar los actos y gestiones necesarias para negociar y perfeccionar las modificaciones al contrato de fideicomiso financiero. Manifestó que una operación similar había sido recientemente implementada<sup>89</sup>, y que lo solicitado por CPSA resultaba consistente con lo instruido oportunamente por esa Secretaría de Gobierno en el caso de CTEB y que, en el contexto actual, posibilitaría determinar una fecha cierta para lograr el cierre del ciclo combinado y contar con generación de energía eléctrica adicional para el SADI, en una ubicación de relevancia para la demanda de energía eléctrica.

Consta en el Acta 505 de la Reunión de Directorio de IEASA del 26/07/19 la opinión de la Comisión Fiscalizadora, que señaló que la decisión de venta de las centrales fue tomada en ámbitos que no se encuentran sujetos a su fiscalización (Decreto 882/17), y que las condiciones de la operación quedaron bajo la competencia del ex MINEM que a la vez ejercía los derechos del paquete mayoritario de acciones de la compañía. A su vez, destacó que una de las obligaciones del adquirente de la Central era la de hacerse cargo de la deuda

---

<sup>88</sup> Nota P099/19

<sup>89</sup> En referencia a la LP CTEB 02/2019 "Venta y Ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán"



financiera. Si bien posteriormente IEASA adquirió dichos VRD y se transformó en acreedor de la Central Térmica, entre las obligaciones del PBC y como condición de adjudicación de la venta se fijó el pago de los VRD, así como también la terminación de la obra de ciclo combinado.

Agregó que no era posible *“soslayar que la situación financiera de IEASA no ofrece un escenario propicio para acceder a una refinanciación en los términos planteados, circunstancia que tendrá que ser valorada por los accionistas”*.

La presidencia de IEASA concluyó que los estudios y evaluaciones para la refinanciación de la deuda, requeridos por la ex SGE, serían llevados a cabo por el propio MHA, del que depende la Secretaría, que también contemplaría la situación financiera de IEASA, *“habida cuenta que el Estado Nacional es el que proporciona los recursos para el funcionamiento de la Compañía, como así también será la SGE la que evaluará el impacto que el Cierre de Ciclo de la CTBL dentro un plazo establecido. (...) Dado que el alcance de dichas evaluaciones y estudios excede, por mucho, las atribuciones de IEASA y, necesariamente, serán realizados por la SGE-MHA, no se considera conveniente efectuar un estudio de alcance parcial”*.

Finalmente, el 23/09/19 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, expuso la Nota de fecha 03/09/2019, donde CPSA manifestó que las condiciones macroeconómicas y financieras existentes en el país en julio pasado se habían agravado sustancialmente a partir del mes de agosto. La adquirente indicaba allí que el incremento del precio mayorista del dólar estadounidense (1 USD) pasó de \$41,60 el 12/07/19 a \$58,41 el 02/09/19. Y que en el mismo período el riesgo país pasó de 778 pb a 2.532 pb.

A partir de ello, CPSA consideró que esos argumentos eran evidencia del agravamiento de las condiciones reseñadas y el fundamento de la necesidad de modificar los términos del Contrato de Fideicomiso Financiero ENARSA – Brigadier López en los términos peticionados en su Nota CPSA-GN-N-0388/19, para financiar las obras de cierre de ciclo en un plazo determinado y permitir el incremento de la oferta de generación.

La representación del ex MHA-SGE en la asamblea manifestó que, dadas las actuales condiciones macroeconómicas mencionadas, no era prudente hacer



lugar al pedido de refinanciación requerida.

En conclusión, las modificaciones al esquema financiero ya en diciembre de 2018, debían ser considerados en el contexto de la obtención de un mejoramiento del precio a ofertar por las centrales, y no como una inversión financiera aislada, entendiendo que la propia Dirección de Administración de Finanzas de IEASA señalaba<sup>90</sup>, en ese momento, la existencia en el mercado de activos financieros de mayor rendimiento, emitidos por el propio Tesoro para financiar sus gastos.

En ese sentido, el precio adjudicado de las centrales fue inferior a los precios estimados en las valuaciones realizadas previamente y serán analizados en hallazgo siguiente.

De la información provista por los auditados, no surge evidencia de la cuantificación del costo del financiamiento, ni qué rentabilidad era esperable en el mercado por una operación de esas características, ni qué rangos de precios ofertados justificarían la operación y la adopción del rol de acreedor por parte de IEASA.

Las modificaciones del Pliego licitatorio CTEB 02/19, concedieron un esquema financiero incluso más beneficioso para los oferentes de la Central Ensenada Barragán. Condiciones al que la adquirente de la Licitación CTBL 01/18 (Central Puerto S.A.), como se mencionó previamente, solicitó acceder, ya habiendo sido previamente adjudicada de la venta de Brigadier López.

A partir de la comunicación entre IEASA y la SGE, los documentos que registraron las decisiones del Directorio y de los accionistas, y en particular por la negativa a refinanciar la deuda de la CTBL en los mismos términos que la CTEB, se evidenció que el financiamiento otorgado no generó un beneficio, dadas las condiciones de mercado, sino un costo para asegurar la venta, y un riesgo no previsto originalmente en el proceso licitatorio para IEASA.

La decisión de la SE como accionista, se dio en un contexto de encarecimiento del financiamiento, y un proceso de “reperfilamiento” de los

---

<sup>90</sup> Informe Económico Financiero “Rescate de VRD” (11/12/2018). IEASA - Dirección de Administración, Finanzas y Servicios Corporativos.



vencimientos de deuda pública<sup>91</sup>, en dónde el propio Estado Nacional enfrentaba dificultades para solventarla.

#### **4.5. Las Centrales Térmicas fueron vendidas a un precio inferior (20% CTBL y 25% CTEB) al valor patrimonial calculado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación.**

Inicialmente los PBC establecieron que las ofertas no podían ser inferiores a las tasaciones del TTN<sup>92</sup>. Como se explicó en el hallazgo 4.2.4. mediante la Circular 1/18, se modificaron las definiciones de “Monto Ofrecido” y “Monto Mínimo en Efectivo”, eliminando la Tasación como condición económica de la oferta.

Como se describió previamente, el artículo 11 del Decreto 882/2017, previó que las valuaciones de los procesos de venta instruidos, se realicen por los organismos públicos competentes, sin perjuicio de la contratación por parte del ex MINEM de asesorías o consultores externos. En consecuencia, el TTN valuó ambas centrales, explicitando la metodología, la fundamentación de su conveniencia y un valor económico para cada una de las Centrales Térmicas.

El procedimiento de tasación realizado calculó: i) El Valor Actual de las Centrales, ii) El Valor de la Deuda o Deuda Informada y iii) El Valor Patrimonial. El Valor Patrimonial de la central surge de restar del Valor Actual, el Valor de la Deuda de las centrales, como se expone en el siguiente cuadro.

Transferidas las centrales, el adquirente asumiría las deudas, por ende, el valor económico total de las centrales es el Valor Actual [1], y el precio a pagar ofertado se equipara al concepto de Valor Patrimonial de la central [2]. Análogamente, la sumatoria del Valor Patrimonial y de la Deuda Informada es equivalente al Valor de las Centrales.

En agosto de 2018, el TTN tasó ambas centrales a un valor de USD 305,91 y USD 207,11 millones, y una deuda informada del orden de USD 382,44 y USD

---

<sup>91</sup> Argumento esgrimido por la representación de la SGE en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de IEASA (23/09/19).

<sup>92</sup> “Monto Ofrecido”: Es la suma del Monto Mínimo en Efectivo más el Monto Variable y constituye la contraprestación total a cargo del Adquirente por la transferencia del Fondo de Comercio y del Inmueble objeto de la presente Licitación, el que no podrá ser inferior a la Tasación.



## Auditoría General de la Nación

200,74 millones para CTEB y CTBL respectivamente.

**Cuadro 2:** Síntesis de las tasaciones del TTN para ambas centrales

		<b>CTEB</b>	<b>CTBL</b>	
	Obra civil actual	94.295.000	33.313.000	
	Obra electromecánica actual	590.452.000	373.977.000	
	Terreno	3.600.000	558.000	
<b>1</b>	<b>Valor Actual</b>	<b>688.347.000</b>	<b>407.848.000</b>	USD
	Valor actual	<b>688.347.000</b>	<b>407.848.000</b>	
	Deuda informada	<b>382.441.000</b>	<b>200.738.000</b>	
<b>2</b>	<b>Valor Patrimonial</b>	<b>305.906.000</b>	<b>207.110.000</b>	USD
	EXP.TTN	E-5245703	E-5244721	
	FECHA	17/08/2018	31/08/2018	

Fuente: Elaboración propia en base a información del Tribunal de Tasación de la Nación.



IEASA, a su vez, realizó una valuación de las centrales en marzo de 2018<sup>93</sup>, basada en la valorización de los flujos de fondos esperados de las Centrales Térmicas. En su análisis, el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de fondos alcanzaba los USD 270,8 millones para CTEB y USD 180,5 millones para CTBL.

La sala del Tribunal analizó dicha valuación y propuso correcciones, expuso las desventajas de su aplicación y desaconsejó su utilización ante, en su opinión, la idoneidad de la metodología desarrollada en su análisis. Incluyó el valor residual de las centrales, modificó la tasa de descuento y recalculó el Valor Actual Neto del Flujo de Fondos, acercando los valores estimados mediante esa metodología a los calculados mediante la valuación patrimonial de las Centrales.

En el caso de CTBL, la central fue adjudicada a Central Puerto SA el 27/02/19, único oferente de la licitación, por un monto ofertado de USD165,43 millones. Si se compara el valor de la tasación contra el valor de adjudicación, el defecto del valor obtenido en la licitación es de USD 41,68 millones, o un 20,1% inferior.

En el caso de CTEB, la primera licitación recibió dos ofertas que fueron rechazadas. Una por Central Puerto SA, ya que condicionó la oferta en caso de ser adjudicada en la licitación de Brigadier López, y la de YPF SA por no ajustarse a las condiciones de Monto Ofrecido, toda vez que propuso una cesión de derechos de cobro. Ambos montos resultaron inferiores al valor tasado.

Al declararse desierta la licitación, IEASA impulsó un nuevo llamado, inicialmente incorporando la mayor oferta económica recibida (la de CPSA) como precio base para el nuevo proceso. La oferta consistió en un Precio en Efectivo de USD 229,43 millones y USD 50,1 millones en Monto Variable, alcanzando un monto ofrecido de USD 279,53 millones<sup>94</sup>.

Sin embargo, mediante Nota P041/2019 a la SGE, IEASA elevó a consideración del Secretario el PBC CTEB 02/19, con la recomendación de *“adoptar un Precio Base superior al del Monto Mínimo en Efectivo, lejos de fomentar la concurrencia se traduce en un elemento de disuasión, por lo que propiciamos su*

<sup>93</sup> Valuación al 31/12/17, estimando los flujos de las centrales al año 2042.

<sup>94</sup> Como surge del Informe Ejecutivo del Nuevo PBC y del Acta de Directorio de IEASA N° 480 de fecha 27/03/19.



eliminación, manteniendo por lo tanto el Monto Mínimo en Efectivo de US\$ 229.429.500; en definitiva, el precio a recibir por el nuevo llamado será el que ofrezcan quienes estén interesados en participar, y será resorte de esa SGE aprobar y/o desestimar las ofertas que en el nuevo llamado pudieran recibirse”. Posteriormente, el 29/03/19, se aprobó el PBC mediante resolución SGE 160/19, y este incorporó solo la condición del Monto Mínimo en Efectivo de USD 229,43 millones.

Al momento de apertura de las ofertas para el segundo llamado, se recibió una sola oferta conjunta de Pampa Cogeneración S.A. e YPF S.A., por el mismo valor económico ofertado por YPF en el proceso previo. Dicha oferta fue calificada admisible y resultó adjudicada. El valor de adjudicación ascendió a los USD 229,43 millones, que representó: i) un monto ofrecido inferior a la oferta económica recibida en el llamado previo y, ii) alrededor de USD 76,48 millones en detrimento del valor patrimonial tasado para la Central (25% menos).

Ambas ofertas adjudicadas resultaron incluso inferiores a las valuaciones realizadas por la propia IEASA. En el siguiente cuadro se expone la comparación de la tasación respecto a las ofertas adjudicadas.

**Cuadro 3:** Comparación Valor Patrimonial de la Tasación contra el Valor Adjudicado de las CT.

		CTEB	CTBL	
2	Valor Patrimonial	305.906.000	207.110.000	USD
3	Valor Adjudicado	229.429.500	165.432.500	USD
		-76.476.500 -25,0%	-41.677.500 -20,1%	USD

Fuente: Elaboración propia en base a información del Tribunal de Tasación de la Nación y Dictámenes de Calificación.

Un factor adicional para evaluar el resultado del proceso de venta, es que los informes del Tribunal, tomaron en cuenta las deudas informadas de las centrales, con fecha a marzo de 2018. En el lapso entre ese momento y la adjudicación, el esquema de fideicomisos financieros, todavía bajo responsabilidad



de repago de IEASA, continuaron amortizando capital adeudado durante el proceso licitatorio y, en consecuencia, redujeron el valor adeudado para cada Central.

**Cuadro 4:** Comparación Valor Actual de la Tasación contra el Valor Transferido de las CT.

	TTN		LICITACIÓN		
CT ENSENADA BARRAGÁN (CTEB)	DOC FECHA	E-5245703 17/08/2018	CONT. TRANSF. 26/06/19		USD
Valor Patrimonial		305.906.000			
Deuda Informada		382.441.000			
Monto Adjudicado			229.429.500		
Transferencia VRD en circulación			282.572.342		
<b>Valor CTEB</b>		<b>688.347.000</b>	<b>512.001.842</b>		<b>-25,6%</b>
CT BRIGADIER LÓPEZ (CTBL)	DOC FECHA	E-5244721 31/08/2018	CONT. TRANSF. 14/06/19		USD
Valor Patrimonial		207.110.000			
Deuda Informada		200.738.000			
Monto Adjudicado			165.432.500		
Transferencia VRD en circulación			154.687.266		
<b>Valor CTBL</b>		<b>407.848.000</b>	<b>320.119.766</b>		<b>-21,5%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información del Tribunal de Tasación de la Nación y Transferencia de las Centrales.

Es decir que una de las variables que se detraían del Valor Actual (el valor total) de las Centrales, disminuyó su valor entre el momento de la tasación y el momento de la adjudicación para cada una de las centrales. A menor valor adeudado, y sin contar otros factores que pudiesen reducir el monto de la tasación, el Valor Patrimonial de las centrales ante una disminución de las deudas, debería aumentar. Sin embargo, los valores adjudicados fueron entre un 25,6% y un 21,5% inferiores a los tasados.

Por último, como fue descrito en puntos previos, el proceso licitatorio tuvo múltiples modificaciones con el objetivo de aumentar la concurrencia, obtener un mejor precio ofertado y un mejor producido de la venta. En el hallazgo previo se mencionó la opinión económica y financiera respecto a la modificación del esquema de fideicomisos financieros, y cómo su razonabilidad podía solo justificarse ante el objetivo de una mayor competencia en la licitación y un mejoramiento de las ofertas.



Como pudo verificarse, ambas licitaciones sólo recibieron una oferta válida, con precios inferiores a los tasados por la TTN y a los estimados por IEASA. Adicionalmente ante la caída de los avales del Tesoro que garantizaban el esquema de financiamiento original, se diseñó un nuevo esquema durante el proceso de licitación, imprevisto inicialmente, cuyo rendimiento no fue precisamente valuado, ni su conveniencia justificada específicamente, sino subsidiariamente ante la obtención de mayores precios de venta. A su vez, la amortización de deuda en el intersticio entre la tasación y la adjudicación, debiera haber aumentado el valor patrimonial, al disminuir el peso de la deuda en el valor total de la central.

#### **4.6. La venta de las Centrales no logró efectividad en la concreción de los ciclos combinados, en tanto no se realizaron en el menor tiempo posible, según lo instruido por el Decreto 882/17.**

El Decreto 882/17 prescribió para el proceso de venta<sup>95</sup> la existencia de condiciones y requisitos para asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a ciclo combinado de las centrales.

El objetivo era la finalización de las obras y la consecuente mejora de su régimen de producción, en el menor tiempo posible. Para ello, instruyó al ex MINEM a promover las medidas necesarias para que IEASA procediera a la venta de los activos y finalización de obras.

En el proceso licitatorio, IEASA<sup>96</sup> estimó un plazo de duración de las obras necesarias de 14 y 24 meses para la concreción de los ciclos combinados para la CTBL y CTEB, respectivamente.

En la primera versión de los PBC, dichos plazos fueron previstos a partir de la fecha de transferencia de las centrales, y como se describió en el hallazgo 4.2.2, el plazo contractual para el cierre de los ciclos combinados, junto con su dispositivo sancionatorio, fue eliminado para el caso de CTBL y modificado significativamente para el caso de CTEB.

A este elemento, debe agregarse, que el propio proceso licitatorio sufrió

---

<sup>95</sup> Artículo 6º, inciso a).

<sup>96</sup> Información publicada en los documentos de presentación de las Centrales.



diversos problemas que dilataron su ejecución y por ende la transferencia efectiva de las centrales, respecto al cronograma previsto inicialmente sucesivamente prorrogado<sup>97</sup>.

En el mismo sentido, previo al proceso de venta, las obras contratadas por la propia ENARSA a los fines de construir los ciclos combinados<sup>98</sup>, se encontraban paralizadas desde fines de 2015. Mediante Nota NO-2016-02777911-APN-MEM el ex MINEM solicitó a ENARSA “*que adopte las medidas conducentes a asegurar la finalización y puesta en servicio de las obras (...), incluyendo de corresponder, la rescisión de los contratos*”. Posteriormente, el Directorio de ENARSA aprobó la rescisión del contrato con la UTE constructora, a finales de 2016.

Consultada ENARSA respecto a los motivos que expliquen la ausencia de una nueva licitación y un avance de las obras, contestó mediante Nota L043/2024 que, con posterioridad a la rescisión de las obras, el PEN dictó el Decreto 882/17, publicado en noviembre de 2017, instruyendo la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia de las centrales.

A su vez, se consultó a los auditados si se compararon las ventajas y desventajas de la concreción de las obras por parte de ENARSA, contra el escenario de venta de las centrales. ENARSA en este caso remitió a la resolución MINEM 11-E/2018, que ordenó a realizar los actos y gestiones necesarios para la enajenación del patrimonio de CTEB y CTBL, así como la gestión de transferencia de su personal y contratos.

La gestión descripta hasta este momento mantuvo, durante el período comprendido entre la paralización de las obras y el inicio del proceso licitatorio, a las obras sin concluir con un alto grado de avance

En conclusión, el desarrollo de las centrales sufrió: i) la paralización de las obras bajo gestión de IEASA, ii) inacción por parte de la IEASA en el período entre la rescisión y el proceso de venta, iii) demoras en el proceso licitatorio de venta y iv) retrasos posteriores a la venta sin un dispositivo sancionatorio efectivo.

---

<sup>97</sup> Conforme circulares modificatorias descriptas en el punto 3.2.2. de las AP

<sup>98</sup> Licitación Pública Nacional e Internacional N° EE 07/2010 adjudicada a la UTE Isolux Ingeniería S.A. e IECSA S.A.



La situación de cada una de las centrales es la siguiente, a la fecha de cierre de las tareas de campo de la auditoría.

**4.6.1. La Central Térmica Brigadier López (CTBL), no cerró su ciclo combinado.**

De acuerdo al criterio del PBC original, la fecha de cierre de las obras debería haber ocurrido en un plazo de 14 meses a partir de la transferencia de la central a su adquirente, por lo cual, si se proyecta el plazo mencionado, a partir de la fecha efectiva de transferencia de la central a la parte compradora Central Puerto S.A., fechada el 14/06/19, el plazo para las obras habría concluido el 14/08/20.

Como fuera mencionado en el hallazgo 4.2.2, dicha condición fue retirada de la licitación mediante la Circular 1<sup>99</sup>, en contradicción con la instrucción del Decreto 882/17 y el objetivo de la venta de las centrales con el cierre de ciclo en el menor tiempo posible.

**Cuadro 5:** Plazos del cierre de ciclo combinado (CTBL)

		PLAZO (Meses)	TRANSF. CT (Fecha contractual)	CIERRE CC (Fecha teórica)	FECHA CC (Fecha habilitación)	DEMORA (Días)
CTBL (1/18)	Plazo PBC (Original)	14	14/06/2019	14/08/2020	-	1460
	Plazo PBC (Res. 123/2018 C1)	Sin plazo		-		-

Fuente: Elaboración propia

A la fecha de cierre de las tareas de campo (13/08/24), el cierre de ciclo combinado de esta Central Térmica no se había realizado, acumulando una demora bajo el criterio señalado de 1460 días.

**4.6.2. La Central Térmica Ensenada de Barragán (CTEB) cerró su ciclo combinado en febrero de 2023, fuera de los plazos previstos originalmente.**

A diferencia de CTBL, la licitación de CTEB fue declarada fracasada el

<sup>99</sup> Resolución SE 123/18 Anexo Circular 1, con fecha 05/09/18



26/02/19. A su vez, en el PBC de la segunda licitación<sup>100</sup>, por medio de la Circular modificatoria N° 5/19, efectivamente se estableció un plazo para completar el cierre del ciclo combinado.

Este plazo fue de 30 meses a partir de la suscripción del contrato de transferencia comercial de dicha central, bajo la penalidad de la aceleración del repago de la deuda con IEASA, establecido como único beneficiario de los VRD a partir de las enmiendas al esquema de fideicomiso financiero.

Este hito contractual se cumplió el 26/06/19 con la transferencia de CTEB a favor de la parte adquiriente<sup>101</sup>, y consecuentemente, de aplicarse el plazo estipulado, las obras deberían haberse concluido antes del 26/12/21.

**Cuadro 6:** Plazos del cierre de ciclo combinado (CTEB)

		PLAZO (Meses)	TRANSF. CT (Fecha contractual)	CIERRE CC (Fecha teórica)	FECHA CC (Fecha habilitación)	DEMORA (Días)
CTEB (1/18)	Plazo PBC (Original)	24	26/06/2019	26/06/2021	22/02/2023	606
	Plazo PBC (Res. 123/2018 C1)	Sin plazo		-		-
CTEB (2/19)	Plazo PBC (Res. 292/2019 C5)	30		26/12/2021		413

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, en este caso, las obras concluyeron el 22/02/23 originándose una demora de 413 días<sup>102</sup> para la conclusión de la misma.

#### **4.7. La operación de las Centrales Térmicas a ciclo abierto, implicó un régimen de producción menos eficiente y más contaminante que el esperable de un ciclo combinado.**

Las centrales CTBL y CTEB, operaron durante el período auditado como ciclos abiertos. El proceso de generación consistió en el funcionamiento de turbinas turbo gas (TG) que transformaron combustible, mayormente gas natural y suplementariamente gas oil, en energía eléctrica.

Esto surge del seguimiento de los hitos contractuales del proceso licitatorio,

<sup>100</sup> Licitación Pública Nacional e Internacional CTEB N° 2/19.

<sup>101</sup> Empresa CT Barragán SA (formada por las empresas PAMPA COGENERACION SA e YPF SA)

<sup>102</sup> Se Incluye dentro de esos 413 días de demora una notificación de CT Barragán SA a la CNV respecto de 10 días de demora por emergencia sanitaria durante el periodo 21/5/21 al 31/5/21 reanudando las tareas de cierre el 14/6/21



de la consulta a CAMMESA respecto de la habilitación comercial de las turbinas turbo vapor y del análisis de los datos publicados del MEM respecto a generación eléctrica.

Efectivamente, de dichos procedimientos se constató que el régimen de generación térmica de las centrales estuvo basado en las máquinas TG y no en la configuración de ciclo combinado de éstas con las de turbo vapor (TV)<sup>103</sup>, previsto en los objetivos del Decreto 882/2017.

Como fue señalado en hallazgos previos, IEASA estimó un plazo de duración de las obras necesarias de 14 y 24 meses para la concreción de los ciclos combinados para cada central, que no fueron concretadas en el período bajo examen. Las demoras en el desarrollo de las obras de los ciclos combinados, mantuvieron a las centrales funcionando a ciclo abierto.

Adicionalmente, a partir del análisis de la estadística periódicamente publicada por CAMMESA, se pudo establecer la diferencia de eficiencia entre distintos tipos de generadores térmicos, mediante el indicador Consumo Específico (CESP), que permite comparar el desempeño de los generadores eléctricos al exponer la cantidad de kilocalorías (kcal) que requieren para generar una unidad de energía eléctrica, generalmente expresada en kilowatts-hora (kWh).

En otras palabras, el CESP representa una medida de eficiencia del proceso de transformación llevado a cabo por las centrales, consistente en convertir la energía contenida en los combustibles utilizados, en energía eléctrica. A mayor valor de CESP menos eficiente es el proceso de transformación, es decir, mayor es el cociente kcal/kWh que señala una mayor energía calórica requerida para producir una cantidad determinada de energía eléctrica.

Durante el período analizado se verificó que las centrales operaron como TG, y que el CESP de las centrales fue mayor que los observados en las centrales que operaron en Ciclo Combinado (CC). Entre 2013 y 2022 ambas centrales oscilaron entre 2.300 y 2400 kcal/kWh.

---

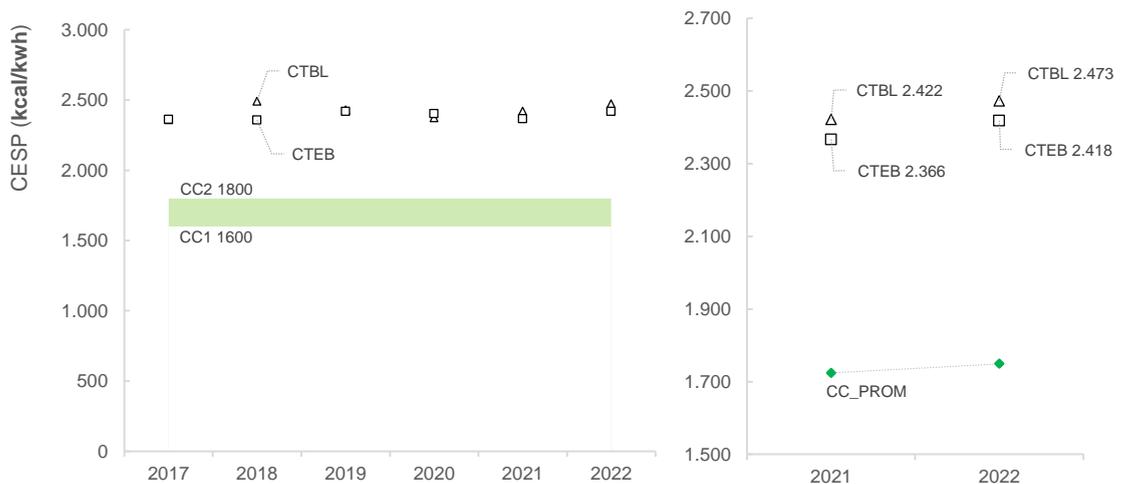
<sup>103</sup> Este tipo de generador térmico combina unidades TG con unidades TV. En el caso de CTBL, y bajo el supuesto de finalización del ciclo combinado, la configuración hubiese integrado 1TG + 1TV, pasando de 280 MW a 420 MW de potencia. Para CTEB 2TG + 1 TV, con un incremento de la potencia instalada de 560 MW a 840 MW.



En su opinión técnica, CAMMESA<sup>104</sup> contestó a esta Auditoría que las máquinas térmicas más eficientes dentro del parque generador térmico, son los ciclos combinados cuyo CESP se ubica en un rango entre 1600 y 1800 kcal/kWh. Se constató mediante la información disponible del MEM, que los ciclos combinados entre 2021 y 2022, exhibieron un consumo específico medio, contando la energía producida mediante GN y GO, del orden de 1700 a 1750 kcal/kWh.

En el siguiente gráfico, se expone la evolución del rendimiento de las centrales entre 2017 y 2022, en comparación con los valores de referencia señalados por CAMMESA. A la derecha, se evidencia la comparación para los años 2021 y 2022 contra los valores medios de rendimiento de los ciclos combinados calculados a partir de datos abiertos del MEM.

**Gráfico 3:** Consumo Específico (CESP) de las centrales en comparación con ciclos combinados



Fuente: Elaboración propia a partir de la respuesta de CAMMESA y del análisis de los datos publicados en su sitio web

Expuesto de manera simple, este tipo de plantas utiliza los gases de escape producidos por el funcionamiento de una turbina TG, volcándolos a una caldera asociada a una turbina TV, aprovechando el calor residual de la combustión de la primera turbina para producir vapor, y generar de esta manera un incremental de energía eléctrica con la segunda turbina sin un mayor consumo de combustibles.

Por el contrario, las centrales de ciclo abierto liberan los gases de escape

<sup>104</sup> Según Nota CAMMESA B-173939-1.



del ciclo del TG al aire libre, sin ser aprovechados como complemento para activar el ciclo de un TV. Este es el motivo por el que las centrales bajo examen, entre 2017 y 2022 mantuvieron un CESP del orden de los 2.300 - 2.400 kcal/kWh.

El sostenimiento de las centrales bajo ese régimen de producción, representó una pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica, y un desvío respecto de los impactos esperados de la transferencia de las centrales. Esta situación encontrada, se ubicó en un contexto de escasez de gas natural local, y en el marco de una serie de políticas energéticas nacionales concurrentes, destinadas a llevar a cabo una racionalización de la producción y del consumo de energía, entre las que puede citarse el programa Renovar, entre otros.

#### **4.8. La energía producida por las centrales fue más costosa que la aportada por generadores térmicos de Ciclos Combinados.**

Previamente se estableció la diferencia entre el CESP observado en plantas generadoras configuradas como ciclos cerrados y ciclos abiertos, señalando que las primeras requieren menos kilocalorías para producir la misma cantidad de energía.

Esta es una de las variables explicativas del costo de la energía producida por los generadores térmicos. Esto se debe a que el rendimiento de los combustibles en el proceso de producción de la energía, es un factor central en la agregación de los costos variables de los generadores.

La variable que permite entender las diferencias económicas en el proceso de producción de energía eléctrica es el Costo Variable de Producción (CVP). Al respecto, CAMMESA contestó a esta auditoría que *“las máquinas térmicas más eficientes del MEM y que tienen el menor costo (...) para su despacho, con el mismo valor del combustible a consumir, son los ciclos combinados”*.

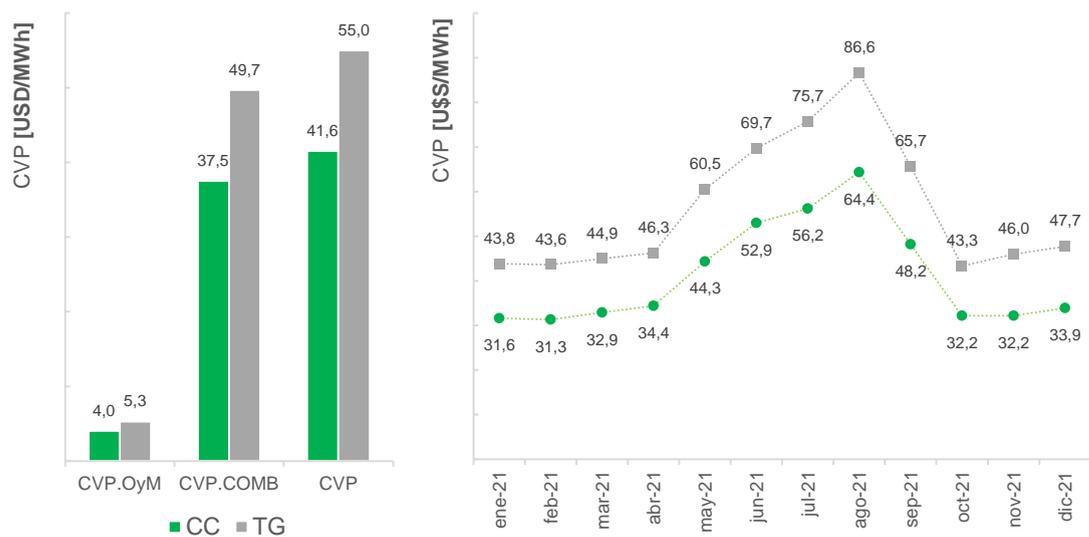
En los gráficos que siguen se exponen, en base a los informes públicos sobre el consumo de combustibles del despacho eléctrico, la evolución de la variable CVP, sus componentes que la determinaron y su comportamiento comparado por tipo de generador (CC y TG).



En el primer cuadrante, se compararon los costos de operación y mantenimiento (OyM), los costos de combustible (COMB) y el costo variable de producción (CVP) que es el resultado de la suma de ambos. En el segundo cuadrante, se desplegaron los costos variables de producción promedio, del conjunto de generadores que operaron en el MEM, durante 2021, según tipo de generador, con el fin de comparar los costos variables de los dos tipos de centrales.

Es destacable el menor costo variable de los ciclos combinados tanto para los costos parciales en OyM y combustibles como para el total de costos variables, respecto a las máquinas turbo gas<sup>105</sup>. A su vez, se observó, la mayor importancia relativa del costo variable de combustibles por sobre los costos de OyM.

**Gráfico 4:** Costo Variable de Producción (CVP) de los distintos tipos de centrales térmicas



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de CAMMESA

Complementariamente, ante el requerimiento de la Auditoría, CAMMESA señaló que los ciclos combinados con un CESP entre 1600/1800 kcal/kWh, durante el período auditado, tuvieron asociado un CVP menor a 45 U\$/MWh en promedio. Mientras que las unidades TG - ciclo abierto - con un CESP mayor, cercano a 2.300 kcal/kWh, obtuvieron un CVP cercano a 55 U\$/MWh.

<sup>105</sup>Serie "Consumos y precios de combustibles" CAMMESA. Datos promedio del año 2021: CVP CC = 41,2; CVP TG 56,1 (U\$/MWh)



El impacto de la ineffectividad del proceso de venta en desarrollar oportunamente las centrales, se manifestó en el período bajo examen, en una energía más onerosa, debido al régimen más ineficiente del proceso de transformación de los combustibles en energía eléctrica señalado en el hallazgo previo. En consecuencia, basado en la opinión técnica del administrador del mercado eléctrico, el efecto en términos económicos fue de un CVP en exceso de aproximadamente 10 U\$\$ por MWh.

Independientemente del interés de las partes contratantes, debe destacarse que los usuarios de la energía no se beneficiaron de la venta de las centrales ni de los objetivos previstos en el proceso licitatorio, es decir, del desarrollo de las centrales térmicas, ni percibieron la mejora de su régimen de producción y de la energía eléctrica menos costosa.

**4.9. Durante el período auditado, debido a la falta de desarrollo de las centrales, se redujo entre 70% y 88% la cantidad de energía que aportaron al mercado eléctrico.**

Durante el período auditado las centrales en lugar de incrementar su producción, es decir, aportar una mayor cantidad de energía (GWh), redujeron su cuota entre 2018 y 2021.

El principio fundamental que ordena el funcionamiento de la generación térmica en el despacho es su costo de producción. En general, los factores que alteran el costo de producción, y por ende influyen en el ordenamiento de las centrales en el despacho son, en primer lugar: i) su rendimiento (CESP), ii) el tipo y costo de combustible para el despacho y iii) su disponibilidad en central.

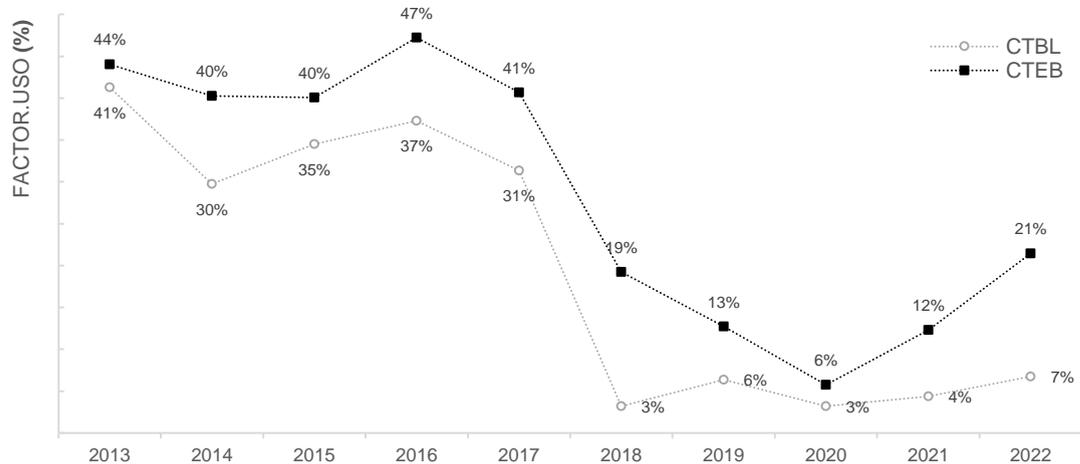
Adicionalmente inciden otros factores como iv) la ubicación geográfica del generador en la red y las pérdidas asociadas a su despacho para abastecer la demanda, v) la potencia disponible para despacho y vi) los costos variables “no combustibles”, representativos de los costos vinculados a la operación y mantenimiento de las plantas generadoras.



En particular, el nivel de despacho<sup>106</sup> de una central como CTBL o CTEB, depende de a) nivel de requerimiento térmico necesario para lograr el abastecimiento de la demanda y b) su competitividad frente al resto del parque generador disponible. Como fue mencionado en el hallazgo previo, el segundo punto se encuentra principalmente determinado por el CESP, entendido como el consumo unitario de combustible para producir una unidad de energía eléctrica, y también por la disponibilidad de combustible en las centrales.

El factor de uso es un indicador que compara la generación media observada de una central contra la hipotética generación resultante de la potencia disponible para un período de tiempo. Permite entender en qué medida las centrales participaron del despacho de energía. A un mayor valor del indicador, mayor la participación de las centrales, y mayor la energía que entregaron al mercado eléctrico.

**Gráfico 5:** Factor de uso de la potencia instalada de las centrales



Fuente: Elaboración propia en base a información requerida a CAMMESA

Respecto al nivel de despacho de CTBL y CTEB, CAMMESA<sup>107</sup> expuso que entre los años 2013 y 2017, el factor de uso de la potencia instalada en ambas centrales osciló en el rango de 30 - 40% medio anual. Sin embargo, a partir del año

<sup>106</sup> La programación del despacho eléctrico persigue el objetivo de garantizar un esquema que optimice la combinación de sus componentes, minimizando el costo de producción de la energía, bajo configuraciones que deben cumplir con reglas técnicas y operativas que garantizan la seguridad y continuidad del abastecimiento eléctrico.

<sup>107</sup> Según Nota CAMMESA B-173939-1



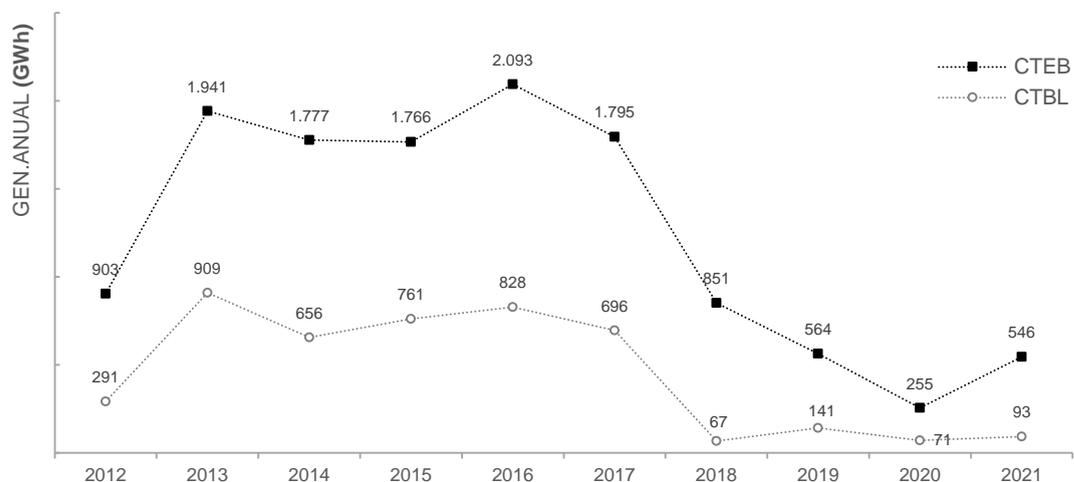
2018, el despacho de esas centrales se redujo a niveles cercanos e incluso inferiores al 10%.

Las causas de esta caída en el despacho de las centrales obedecen a i) una mejora de las condiciones de oferta de la generación disponible, ii) la incorporación de nueva oferta de generación renovable. Esto provocó una pérdida de competitividad relativa entre CTBL y CTEB que funcionaron durante el período en base a sus TG, en vez de integrar las mismas a un ciclo combinado, como fuese previsto desde su concepción, y en los objetivos del proceso de venta.

En el hallazgo previo, se expuso la diferencia de costos variables entre los ciclos combinados y las turbinas turbo gas. El efecto combinado del ingreso de generadores renovables y la mejora de las condiciones del resto de la potencia térmica instalada, redujeron el requerimiento de despacho o la cantidad de energía a producir por el conjunto de máquinas turbo gas. El Costo Marginal Operado (CMO) fue, durante más tiempo, inferior al CVP de las centrales, impidiendo que estas fuesen incluidas en el despacho, reduciendo su factor de uso.

El efecto de un menor nivel de despacho, es decir, que la potencia instalada tenga un menor factor de uso, fue que la energía producida disminuyó respecto a los niveles observados en los años previos. Entre 2013 y 2017, las centrales generaron 1.874 GWh (CTEB) y 770 (CTBL) GWh anuales, en promedio.

**Gráfico 6:** Generación anual de energía eléctrica de las centrales



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de CAMMESA



A partir de 2018, como puede observarse en el gráfico, el nivel de producción disminuyó, y se mantuvo en niveles inferiores hasta 2021. Las centrales durante esos años aportaron 554 (CTEB) y 93 (CTBL) GWh promedio anual, lo que significó una reducción del 70% y 88% respectivamente.

**4.9.1. Se constataron déficits en el aporte de energía de las centrales al comparar lo producido efectivamente contra: i) la proyección de su producción en la valuación de IEASA y ii) el régimen observado del ciclo combinado de CTEB fuera del período auditado**

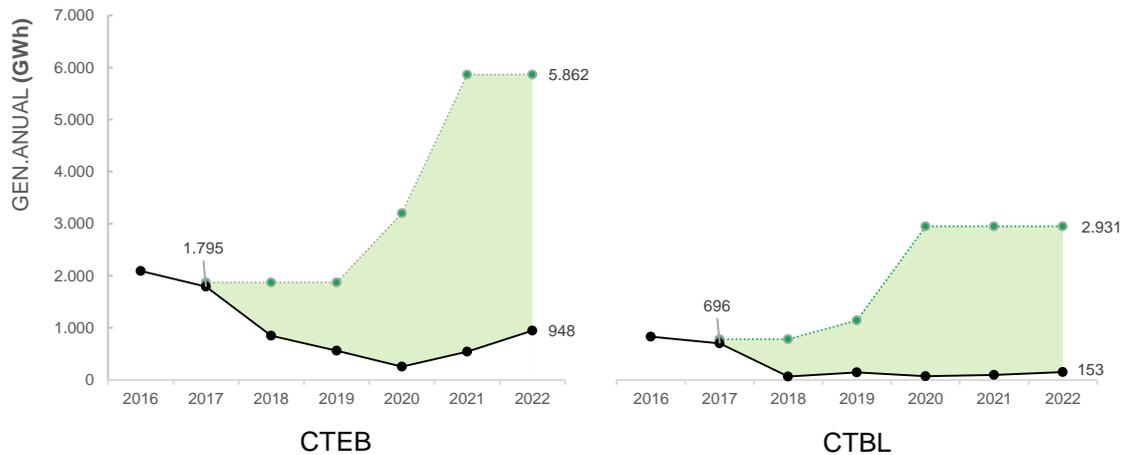
En relación al hallazgo previo, esta auditoría estableció como criterios para medir el impacto del desarrollo de las centrales: i) el régimen de producción estimado por IEASA al momento de valorar las centrales y ii) el régimen alcanzado por una de las centrales (CTEB), una vez finalizadas las obras y completado el ciclo combinado, como evidencia de los beneficios esperados del objeto auditado en cuestión.

En la primera comparación, se utilizó la información elaborada por IEASA cuando valuó las centrales mediante la proyección de sus flujos de fondos esperados. Para estimar el Valor Actual Neto (VAN) de las centrales, como referencia del valor económico a obtener de la venta, IEASA proyectó un régimen de producción de las centrales, que le permitiese modelar los ingresos esperados. Al comparar esa proyección con los datos de su producción obtenidos de CAMMESA, se obtuvieron los siguientes resultados.

De acuerdo a la proyección de IEASA, CTEB alcanzaría una generación anual cercana a los 5.860 GWh anuales en el año 2021, mientras que CTBL llegaría a un nivel de 2.930 GWh, ya en el año 2020 (línea gris). Por el contrario, como fuese mencionado en el hallazgo previo, ambas centrales redujeron su producción entre 2018 y 2021, generando en 2022 cuotas anuales de 948 y 153 GWh respectivamente (línea negra), como se observa en el siguiente gráfico. Se deduce de las curvas, que IEASA proyectaba un proceso licitatorio expeditivo y un temprano cierre de los ciclos combinados: segundo semestre de 2020 para CTEB y finales de 2019 para CTBL.



**Gráfico 7:** Comparación de la generación anual de energía contra su estimación



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de CAMMESA y datos del FF IEASA.

El área sombreada del gráfico representa el déficit acumulado entre lo proyectado y lo producido. Para el año 2022, CTEB produjo un 16,2% y CTBL un 5,2% de lo proyectado por IEASA.

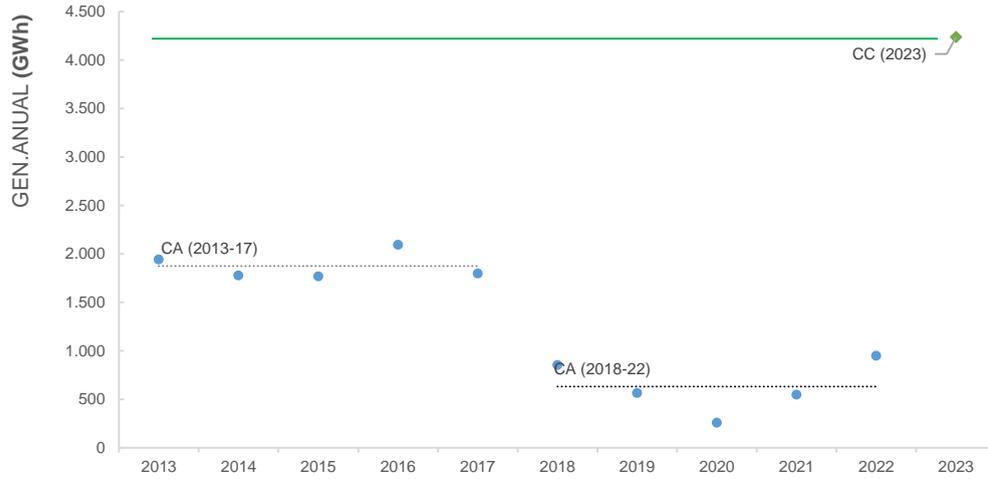
Para el segundo análisis<sup>108</sup>, si se considera el desempeño observado de la central funcionando como ciclo combinado, y se compara ese estándar con la performance de la central durante el período auditado, se verifica nuevamente la situación encontrada.

En efecto, en 2023, la CTEB funcionando 10 de los 12 meses como ciclo combinado (CC), aumentó su producción respecto a su régimen como ciclo abierto (CA), superando los 4,230 GWh anuales. Respecto al promedio de 2013-17, representó un incremento 2,26 veces, mientras que si se lo compara con el promedio de 2018-22, el factor de aumento es de 6,7, debido a la reducción de su cuota durante ese período.

<sup>108</sup> Como se explicó en el hallazgo 4.6.2., la CTEB cerró el ciclo en febrero de 2023. En base a un requerimiento cursado a CAMMESA, se logró acceder a información fidedigna del factor de despacho y de la energía aportada por la central en ese período.



**Gráfico 8:** Comparación de la generación anual de CTEB como ciclo combinado y ciclo abierto



Fuente: Elaboración propia en base a datos abiertos de CAMMESA

Los análisis realizados permiten observar concretamente el beneficio del desarrollo de las centrales, y contrastarlo con el desempeño observado durante el período auditado.



## 5. COMUNICACIÓN A LOS AUDITADOS

El presente informe fue enviado en vista a los organismos auditados. ENARSA respondió por Nota P N° 1345/24 que se agrega como Anexo II del presente. De su análisis, agregado como Anexo III, no surgieron justificaciones que ameriten modificar los hallazgos y las recomendaciones formulados.

La Secretaría de Energía de la Nación, por su parte, respondió por Nota NO -2024-120903704-APN-SSEE#MEC, agregada en Anexo IV, no habiendo realizado comentarios con relación al proyecto de auditoría enviado.

## 6. RECOMENDACIONES

- 6.1. Incorporar elementos que den cuenta de la planificación y de la toma de decisiones al momento de impulsar las políticas públicas y las acciones de gobierno. Los informes y opiniones técnicas de las áreas competentes y especializadas en la materia, dotarán al acto, y por ende a las acciones que de él se desprenden, de un análisis previo y de información relevante para el gestor, a la vez que aportará transparencia a la posterior implementación fortaleciendo la fundamentación de las políticas y decisiones ejecutadas (Hallazgo 4.1.)
- 6.2. Incluir instrumentos de planeamiento estratégico tales como i) previsiones sobre posibles escenarios, ii) análisis técnicos que identifiquen los riesgos de los distintos elementos de las condiciones de venta y iii) una definición ex-ante de los resultados y condiciones mínimas a alcanzar en el proceso, lo cual constituye una buena práctica de gestión. Su incorporación, contribuirá a mitigar riesgos, minimizar modificaciones y aprobar correcciones consistentes con los objetivos establecidos para el proceso de contratación (Hallazgo 4.2.).
- 6.3. Respetar el principio de la competencia asignada por una norma proveniente de la cartera de Estado (Hallazgo 4.3.)
- 6.4. Ponderar, ante del cambio de los esquemas financieros decididos por la defectuosa planificación señalada y su consecuente cambio de rol en la



posición contractual original, el escenario de mercados de activos financieros convenientes para la compañía, así como un mejoramiento en el precio de los activos. Es decir, ante un nuevo escenario generado por una errónea planificación, no deben soslayarse elementos tales como la cuantificación del costo del financiamiento, la rentabilidad esperable en el mercado y los rangos de precios ofertados como justificativos de la operación y el nuevo rol de acreedor por parte de IEASA (Hallazgo 4.4.)

- 6.5.** Fortalecer las tareas de planificación, coordinación y evaluación de las acciones desarrolladas. Incorporar la fundamentación técnica en las decisiones concernientes a la gestión de activos económicos estratégicos, que requirieron un análisis y estudio desde una perspectiva sectorial (energética), económica (gestión de activos físicos y financieros) y administrativa (gestión de procesos). Se recomienda a los auditados documentar los procesos de toma de decisión y comunicación de manera de dejar registro y dotar de transparencia las licitaciones y la gestión de los bienes estatales para garantizar la: a) economía de los recursos, b) eficiencia de los procesos y c) efectividad de la gestión.

Los organismos que conforman la Administración Pública deben propender a que las políticas implementadas sean económicas, eficientes y efectivas y que no se aparten de los criterios fijados por el PEN, habida cuenta que cualquier error en la planificación y/o ejecución de las decisiones impacta directamente en el erario público e indirectamente en los derechos de usuarios de los servicios públicos (Hallazgos 4.5. a 4.6.)

- 6.6.** Incorporar en las actuaciones las alternativas y cursos de acción posibles para el desarrollo de las medidas a adoptar. Establecer escenarios con beneficios y desventajas, incorporar análisis estratégicos que permitan a los gestores conocer los efectos de los distintos escenarios. Incorporar en la toma de decisiones elementos como la eficiencia energética y la disminución del uso de combustibles fósiles como variable relevante. La planificación estratégica de las acciones gubernamentales es una buena práctica que contribuirá al cumplimiento de los principios de las



## Auditoría General de la Nación

contrataciones, la gestión de los recursos y el cumplimiento de objetivos.  
(Hallazgos 4.7. a 4.9.)



## 7. CONCLUSIONES

La Auditoría General de la Nación evaluó el proceso de licitación y venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán (CTEB) y Brigadier López (CTBL), llevado a cabo por el ex MINEM y por ex IEASA, y su impacto en la generación eléctrica en términos de economía, eficiencia y efectividad, en el marco de las instrucciones impartidas por el Decreto 882/17.

Durante las tareas desarrolladas se verificaron debilidades, tanto en la etapa de planificación de la licitación cuanto en su ejecución y posterior venta de los activos, ocurridas durante los años 2017 a 2019.

En cuanto a la instancia de planificación, si bien se encuentran glosados ciertos informes sustantivos en el expediente donde tramitó la sanción del Decreto 882/17, dichos documentos omiten considerar la incidencia de la enajenación de los activos y/o el beneficio de su gestión privada en el segmento de generación térmica, así como la utilidad que la transferencia al sector privado de estos activos reportaría a los usuarios del servicio público de distribución eléctrica.

Durante la ejecución de los procedimientos licitatorios durante los años 2018 y 2019, IEASA y el ex MINEM introdujeron múltiples modificaciones sustantivas a los Pliegos de Bases y Condiciones, que alteraron elementos esenciales del contrato sin favorecer el principio de concurrencia.

En efecto, siendo el objetivo primordial de la venta el cierre de los ciclos combinados en el menor tiempo posible, las modificaciones introducidas desnaturalizaron dicho propósito e impactaron en las dimensiones de economía y efectividad de la decisión implementada, puesto que ambas centrales fueron vendidas a un precio inferior al valor patrimonial calculado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación (20% CTBL y 25% CTEB) y no lograron cerrar el ciclo combinado en tiempos oportunos. Más aún, la Central Térmica Brigadier López no lo había cerrado, al momento de concluir las tareas de campo de este informe (13/08/24).

Merece enfatizarse que la situación de menor valor de venta señalada, se ve agravada si se considera la amortización de la deuda existente entre la tasación y la adjudicación, lo cual debió haber aumentado el valor patrimonial, al disminuir el



peso de la deuda en el valor total de la central.

Asimismo, las entidades auditadas favorecieron, la dilación en un caso (CTEB) y la no conclusión en el otro (CTBL), de las obras de ciclo combinado, al disponer, entre otros, la eliminación de la fecha de habilitación comercial y del régimen de penalidades por incumplimiento de plazos. Esta decisión permitió que el cierre de los ciclos quedara exclusivamente al arbitrio de los compradores y privó a las entidades licitantes de herramientas para demandar su cumplimiento, desconociendo el rol de ambas centrales como actores relevantes en el segmento de generación térmica.

En otro orden, la falta de ponderación por parte del ex MINEM y de ex IEASA de que los avales del Tesoro perderían vigencia ante la transferencia de los activos a una persona jurídica privada, condujo a que la compañía comprara los títulos de deuda VRD con el producido de la venta, reemplazando al Fondo de Garantía de Sustentabilidad (FGS) como inversor. Este cambio de posición contractual implicó un riesgo no previsto en la operación y se realizó al solo fin de no frustrar las ventas.

Para ello, IEASA destinó el valor en efectivo de la venta para rescatar los valores de deuda, lo que significó una inversión financiera, subsidiaria al proceso licitatorio, que no fue originalmente prevista y que requería una evaluación adicional respecto a cómo ésta permitiría a IEASA obtener un mejor resultado de la venta, al asumir un nuevo rol y un riesgo no contemplado inicialmente en el proceso licitatorio, ni en las directrices de la venta. El costo de esta inversión no prevista no fue cuantificado y la Auditoría no encontró evidencia que justifique su razonabilidad con los precios ofertados.

El conjunto de modificaciones señaladas, incluyendo la inversión financiera del producido de la venta, que flexibilizaron de hecho las condiciones de las licitaciones, tuvieron como justificación la concurrencia de oferentes, por ende, un proceso licitatorio más competitivo, y consecuentemente un efecto positivo en el precio de venta. La Auditoría verificó la ineffectividad de estas decisiones, al haberse resuelto ambos procesos licitatorios con una sola oferta y a un precio inferior al tasado.



Por último, la conversión a ciclo combinado resultaba importante para mejorar la eficiencia energética, abaratar los costos al producir más energía con la misma cantidad de combustible y aumentar la generación de energía. Ninguno de estos beneficios fue constatado por la Auditoría. Por el contrario, durante el período auditado las centrales funcionaron a ciclo abierto, lo cual representó una pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica, un desvío respecto de los impactos esperados de su transferencia, mayores costos de la energía producida y una reducción muy significativa en la cantidad de energía que las centrales aportaron al mercado eléctrico.

Los cuatro elementos señalados (generación ineficiente, desvío de beneficios esperados, mayores costos y reducción del aporte de energía al sistema) dan cuenta de la ineffectividad de la venta lo cual, sumado a la falta de consideración de las ventajas de la enajenación de las centrales al interés público, expuesto en párrafos previos, sugiere impericia en la decisión adoptada.

No puede soslayarse que durante la gestión de IEASA, el desarrollo de las centrales sufrió la paralización de las obras por inacción entre el período de rescisión y el proceso de venta, demoras en los procesos licitatorios y modificaciones a los PBC que dejaron al Estado sin un dispositivo sancionatorio efectivo.

En definitiva, las debilidades descriptas dan cuenta de que el proceso de licitación y venta de las centrales térmicas Ensenada Barragán y Brigadier López no fue gestionado de manera efectiva, económica y eficiente, impidiendo el incremento de la generación eléctrica a nivel nacional.

Buenos Aires, 22/11/24



**ANEXO I**  
**(SIGLARIO/GLOSARIO por orden alfabético)**

**B**

BEN: Balance Energético Nacional

---

**C**

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CESP: Consumo específico promedio

CNDC: Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

CTBL: Central Térmica Brigadier López

CTEB: Central Térmica Ensenada Barragán

---

**E**

EDELAP: Empresa Distribuidora La Plata S.A.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima

---

**F**

FGS: Fondo de Garantía de Sustentabilidad

---

**G**

GN: Gas Natural

---

**I**

IEASA: Integración Energética Argentina Sociedad Anónima

---

**L**

LAT: líneas aéreas de alta tensión

LIBOR: Tasa internacional de referencia, del sistema de créditos interbancarios de Londres

LVFVD: Liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir

---

**M**

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

---

**N**

NCEG: Normas de Control Externo Gubernamental

---

**P**

PACOGEN: Pampa Cogeneración S.A.

PBC: Pliegos de Bases y Condiciones

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PPA: Power Purchase Agreements

PTN: Procuración del Tesoro de la Nación

---

**S**

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SE: Secretaría de Energía



Auditoría General de la Nación

SGE: Secretaría de Gobierno de Energía

---

**T**

TG: Turbo Gas

TTN: Tribunal de Tasaciones de la Nación

TV: Turbo vapores

---

**V**

VRD: valores representativos de deuda



## ANEXO II Comentarios de ENARSA



Buenos Aires, 23 de octubre de 2024

NOTA ENARSA P N° 1345/2024

Señor Auditor General de la Nación

Francisco Javier Fernandez

S \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ D

Ref: Proyecto de Informe – Act. 215/23 AGN

De mi consideración:

Tristán Socas en mi carácter de Presidente de Energía Argentina S.A. (en adelante, "ENARSA"), constituyendo el domicilio en la calle Av. Del Libertador 1068 Piso 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires al Sr. Auditor General de la Auditoría General de la Nación (en adelante "AGN") respetuosamente digo:

### I.- Consideraciones Generales

El objeto del "Proyecto de Informe" o "Informe de Auditoría", (se aclara que se hará referencia a éste de forma indistinta) es realizar "...una auditoría de gestión y cumplimiento del proceso de licitación y venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López, y su impacto en la generación eléctrica, en términos de economía, eficiencia y efectividad, en el marco de las instrucciones impartidas por Decreto 882/17", y por tal motivo, se analizaron diversas cuestiones vinculadas a la licitación de ambas Centrales Térmicas, todas las cuales tuvieron lugar en el periodo 01.01.17 al 31.12.22.



Toda vez que no todas las cuestiones analizadas requieren ser observadas o comentadas por ENARSA, ya que muchas de ellas se relacionan con decisiones adoptadas por el Poder Ejecutivo Nacional, u otros organismos de la Administración Central, nos referiremos únicamente a aquellas cuestiones que tienen vinculación con la actuación de ENARSA, o que de algún modo han tenido impacto en decisiones adoptadas en el marco de la licitación pública, ya sea por el Accionista mayoritario y por el Directorio de esta empresa.

Señálese, inicialmente, que el "Informe de Auditoría" tiene una mirada "sesgada, parcial y limitada" sobre el resultante de la operación de venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán (CTEB) y Brigadier López (CTBL) cuyo procedimiento fue llevado adelante por ENARSA en cumplimiento de las instrucciones impartidas por el Ministerio de Energía y Minería, primero, el Ministerio de Energía, luego y, por último la Secretaría de Gobierno de Energía, siendo así que la tarea descriptiva del informe gira en torno a los supuestos riesgos e incumplimientos en los que se habría incurrido, aunque bien poniendo el eje de su visión *-relativa a los incumplimientos-* en simples manifestaciones sin la debida comprobación empírica de lo que allí se menciona.

De tal modo, el Informe en su narrativa con foco en "supuestos" incumplimientos de los Auditados olvida -y nada dice- sobre las circunstancias existentes en el momento de la operación, ni las razones de la atemporalidad de la auditoría en cuestión que se inicia más de 4 años después de que la operación se concretara<sup>1</sup>, ni acompaña los elementos de los que pretende valerse restándole validez técnica a los postulados allí realizados.

El "Informe de Auditoría" soslaya lisa y llanamente el rol que tuvo cada uno de los participantes del proceso auditado. Refiere a supuestos incumplimientos y ensaya una serie de recomendaciones dogmáticas sin indicar

<sup>1</sup> De acuerdo al propio informe, los trabajos de campo se desarrollaron desde el 10-7-23 al 13-8-24 (conf. 1er párrafo pág. 4 del informe.) y la operación de venta de las centrales se culminó el 19-6-2019 para Central Térmica Brigadier López y el 26-6-2019 para Ensenada Barragán.



concretamente en que radicó cada incumplimiento y sobre cuál de los actores recae la responsabilidad. Adicionalmente, no realiza una apreciación concreta del perjuicio que habrían traído esos incumplimientos ni la magnitud de estos.

No es de extrañar, y se refleja como paradigmático el tinte tendencioso del informe, que éste comience el relato aludiendo a una definición respecto de ENARSA sin el mínimo rigor técnico categorizándola como "Brazo Ejecutor" en lugar de indicar lo que surge del instrumento de su creación.

ENARSA es una sociedad anónima creada por la Ley 25.943 bajo el régimen del Capítulo II, Sección V, de la Ley 19.550 (t.o. 1984) y sus modificatorias, que tiene por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, tanto en el país como en el extranjero: (A) El estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, el almacenaje, la distribución, la refinación, la comercialización e industrialización de dichos hidrocarburos, y de sus derivados directos e indirectos; (B) La prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural, ya sea por cuenta propia en los términos de la Ley 17.319 o a través de una autorización, licencia o concesión otorgada en los términos de la Ley 24.076, sus normas complementarias y reglamentarias. A tales efectos la Sociedad podrá procesar, comprar, vender, permutar, importar o exportar gas natural; (C) Generar y comercializar energía eléctrica en bloque, incluyendo, sin limitación, la proveniente de los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales e interconexiones internacionales en los que el ESTADO NACIONAL le hubiese asignado esa función a la ex AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO ("AGUA Y ENERGÍA"), ejerciendo para ello los derechos y obligaciones correspondientes al ESTADO NACIONAL dentro del marco de los respectivos Tratados; (D) Prestar los servicios públicos de transporte o distribución de energía eléctrica en los términos de la Ley 24.065, su normas complementarias y reglamentarias, a cuyo efecto deberá contar con la respectiva concesión otorgada por el ESTADO NACIONAL, Provincial o Municipal, según corresponda; (E) La prospección, exploración, explotación, desarrollo, preparación y extracción de sustancias minerales -



sus productos industrializados y sus aplicaciones tecnológicas- comprendidas en el Código de Minería, como así también la producción, intercambio, fabricación, transformación, comercialización, industrialización, operación, administración, intermediación, representación, importación y exportación de bienes materiales, recursos naturales, e inmateriales , incluso mediante la adquisición de paquetes accionarios y la prestación de servicios relacionados directa o indirectamente con la actividad minera. (F) El desarrollo de tecnología, generación, producción, transporte, distribución, almacenaje, comercialización, uso y aplicaciones del hidrógeno y cualquier otra forma de energía alternativa conocida o por conocer, como combustible y vector de energía (G) La contratación, en calidad de comitente, comitente delegado, ingeniero o inspector de obra, de la ejecución de proyectos y obras, en general, relacionadas con lo establecido en (A), (B), (C), (E) o (F) y, en particular, de construcción civil y/o ingeniería y/o montaje y/o suministro y toda otra actividad relacionada con proyectos hidroeléctricos, energías renovables, energía eléctrica, gasoductos, oleoductos, poliductos, actividad minera y/o cualquier otra actividad o proyecto en el cual la sociedad participe; (H) La importación y exportación, compra, venta, transporte y locación de materiales y equipos relacionados con la actividad descrita en (G); (I) El otorgamiento de cualquiera de las garantías previstas en la legislación vigente, incluyendo, pero sin limitarse a, las emitidas en favor de terceros para garantizar las obligaciones que surjan de un posible financiamiento, obtenido por sí o por terceros, de los contratos celebrados en los términos de (G). Quedan expresamente excluidas todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras (Ley 21.526); (J) La realización de cualquier proyecto, estudio, asesoramiento, preparación de documentación licitatoria, dirección y/o inspección de obra, así como de todo otro cometido vinculado al sector eléctrico que le sea expresamente encomendado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN u organismo que, en el futuro, la sustituya, para sí o destinada a terceros y (K) La Sociedad podrá realizar cualquier otra actividad complementaria de sus actividades, incluyendo actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos o relacionadas con el financiamiento que hubiere obtenido, que resultaren necesarias o convenientes para facilitar la consecución de su objeto.



En tal sentido, debe recordarse que ENARSA, en razón de lo previsto en el Artículo 4º de la Ley 25.943, “...en su actuación observará las políticas del Estado Nacional...”, disposición también incorporada a su Estatuto Social, en el párrafo 8º del artículo 4º- y siendo una sociedad que tiene por objeto implementar y observar las políticas del Estado Nacional, debiendo contribuir a la realización del interés general, debe dar cumplimiento con las acciones que sean menester, en el marco de la política energética dispuesta por el Estado Nacional, titular, como es sabido, de cerca del 98% de las acciones representativas del capital social de ENARSA.

Asimismo, cabe recordar aquí al respecto, lo manifestado por la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN (“SIGEN”) en los Informes de Situación Empresarial de ENARSA correspondientes -entre otros- a los años 2013, 2014 y 2016, en el sentido de que el accionar de ENARSA “...estuvo influenciado por cometidos insertos en la política pública del sector.”

El encadenamiento de afirmaciones que hace el “Informe de Auditoría” procura “cargar las tintas” sobre el desempeño de esta Compañía sin analizar el contexto macroeconómico en el que cada operación se realizó ni como eso impactaba en el sector energético en particular, e incluso, limitándose a tomar ciertos datos aislados “convenientemente” que desnaturalizan el rigor técnico que debe mantener un informe de estas características.

Los aspectos reseñados en estas consideraciones preliminares serán abordados “infra” con mayor detalle, agregándose además al análisis un cúmulo de cuestiones puntualizadas en el “Informe de Auditoría” que, o bien parten de una evaluación errónea por la autoridad, o en su caso se sustentan sobre circunstancias o premisas inexactas.

#### **1. La instrucción de venta de las Centrales Térmicas mediante el Decreto N° 882/17. Su finalidad.**



Corresponde formular algunas aclaraciones respecto de la decisión del Poder Ejecutivo Nacional de vender las Centrales Térmicas y a la licitación, ya que en el Proyecto de Informe se hace referencia, en diversas oportunidades, a la finalidad perseguida por el Estado Nacional con esta venta.

Como bien se indica en el Proyecto de Informe, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 882/2017, instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación, quien ejercía los derechos societarios de ENARSA, para que impulsara las medidas necesarias a fin de proceder a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según correspondiese, de los activos de Central Térmica Ensenada de Barragán y Central Térmica Brigadier López, así como a la transferencia del personal y los contratos relacionados con dichas centrales. Ello se ejecutaría a través de ENARSA.

El fundamento invocado en los considerando del Decreto fue que *"la actividad de generación de energía eléctrica, en particular la generación térmica convencional vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), es un actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control e las autoridades competentes, por lo que la participación del Estado Nacional o ENARSA como titular u operador de centrales del tipo descripto no resulta necesaria para asegurar el normal funcionamiento del sector"*.

En este sentido, se destacó también que *"tanto la Ley N° 24.065 como la Ley N° 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficacia y continuidad de los respectivos servicios; previendo la intervención estatal en lo que respecta al ejercicio de la política de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección el*



usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia”.

Por otro lado, el Poder Ejecutivo argumentó que *“por el Decreto N° 134 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, en cuyo contexto se instruyó al Ministerio de Energía y Minería a elaborar e implementar un programa de acciones necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas”*.

En ese marco de emergencia, la incorporación de capital privado en las actividades de generación de energía eléctrica se vio potenciada, siempre según el Decreto, a partir de las convocatorias efectuadas mediante el “Programa Renovar” y las Resoluciones 21/2016 y 287/2017, entre otras, del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación, que posibilitaron el incremento de la potencia de generación de energía.

Partiendo de tales valoraciones, al haberse propiciado en otras oportunidades la participación de terceros capaces de asumir actividades de generación mediante diferentes procesos, el Poder Ejecutivo consideró conveniente también hacerlo en este caso y transferir ambas Centrales Térmicas a sociedades comerciales del sector privado, permitiendo así al Estado Nacional asignar sus recursos a otros fines que también resultaban prioritarios.

En definitiva, la decisión de licitar las Centrales Térmicas, como se desprende del decreto citado y de sus considerandos, no tuvo otra finalidad que cumplir y desarrollar la actividad del sector energético nacional, con miras a promover la participación de empresas privadas en todos los segmentos y, en especial, en el de generación de energía eléctrica. Tal resolución fue tomada por el Poder Ejecutivo Nacional en ejercicio de sus competencias (art. 99, inc. 1° de la Constitución Nacional).

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



por lo que se inscribe como una decisión política de administración general (en la especie, de política energética), cuya legalidad y legitimidad cabe presumir. No le corresponde a ENARSA formular un juicio sobre la oportunidad, mérito o conveniencia de la decisión adoptada por el Poder Ejecutivo.

Es necesario destacar que en el Proyecto de Informe se indica que el Decreto dispuso la inclusión de condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible, pero este requisito no fue incluido en los considerandos del Decreto ni en su parte resolutive.

Conforme surge de los considerandos ya citados, el Poder Ejecutivo Nacional ordenó la venta de las Centrales Térmicas al considerar que:

- (i) no es necesaria la participación del Estado Nacional en el segmento de generación de energía eléctrica para asegurar su adecuado funcionamiento,
- (ii) es una política nacional fijada en la Ley N° 24.065 la promoción de la competitividad en los mercados, procurando la intervención estatal solo en el ejercicio de la política de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección el usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia, y no como como titular u operador de Centrales Térmicas como eran las de Ensenada de Barragán y Brigadier López,
- (iii) en virtud de la situación de emergencia que atravesaba la industria eléctrica, el Estado Nacional entendía como necesaria la incorporación de capitales privados, conforme la experiencia que se había tenido en años anteriores con las licitaciones del Programa RenovAr y las licitaciones de las Resoluciones 21/2016 y 287/2017, y
- (iv) la venta de estas Centrales Térmicas le permitiría al Estado Nacional destinar los fondos obtenidos a otros fines más adecuados.



Siguiendo la letra de los considerandos, no se dispuso allí que los pliegos debían incluir requisitos para procurar la finalización de las obras y/o la operación en el menor tiempo posible, sino simplemente que las empresas privadas tuvieran "*capacidades técnicas y financieras suficientes para garantizar una eficiente finalización de las obras y/o la operación y mantenimiento*", cuestión que fue debidamente incluida en el pliego, conforme profundizaremos en los capítulos II y III del presente, ya que el incentivo de finalizar las obras en el menor tiempo posible era del interés propio del adquirente de las Centrales Térmicas.

En definitiva, la venta de ambas Centrales Térmicas no tuvo por finalidad que los bienes estuvieran en titularidad de capitales privados para garantizar la finalización de las obras en el menor tiempo posible, como se sugiere en el Proyecto de Informe, el que parece considerar al adquirente como un contratista de obra que debe cumplir con obligaciones para beneficio del comitente, en lugar de verlo como lo que en realidad fue y es: Adquirente de la Central Termocléctrica, que explotará en su nombre y por su propia cuenta y riesgo. Por el contrario, como se aprecia de la simple lectura del Decreto 882/2017, el objetivo del Poder Ejecutivo Nacional era que las Centrales Térmicas dejaran de pertenecer al Sector Público, por lo motivos que venimos explicando anteriormente, que fueron expresamente indicados en los considerandos del Decreto N° 882/2017. Este aspecto es relevante y deberá ser corregido en el Informe definitivo.

Otra cuestión para destacar respecto del trámite licitatorio, es que ENARSA constituye un tipo particular de sociedad ya que, en la Ley 25.943 que dispuso su creación, se estableció específicamente que se rige para su operatoria habitual por el Capítulo II, Sección V de la Ley 19.550, de Sociedades Comerciales, que describe el régimen jurídico aplicable a las sociedades anónimas.

Más allá de que por esta razón ENARSA se encontraba sujeta a un régimen jurídico típicamente comercial, que en sus normas no establece consideraciones especiales aplicables al supuesto en que el Estado posee una participación accionaria, lo cierto es que en atención a que el Estado Nacional era el propietario de la mayoría del capital social, el ex Ministerio de Energía y Minería de la



Nación dispuso que se realizara un procedimiento público y competitivo a efectos de la venta de las Centrales Térmicas, para así dotar de mayor transparencia a la transferencia de los activos, aun cuando ENARSA no se encontraba comprendida entre los sujetos alcanzados por el régimen de contrataciones de la administración nacional dispuesto por Decreto 1023/2001 y reglamentado por Decreto 1030/2016.

En este sentido, a los fines de poder desarrollar un procedimiento público y competitivo, en el artículo 7.2 de ambos pliegos se dispuso: *"En todo cuanto no esté expresamente previsto en las normas mencionadas precedentemente [se refería al Decreto 882/2017, la Resolución 11-E/2018, la Ley 11.867, de Transferencia de Fondo de Comercio y los pliegos a confeccionar], el procedimiento de la Licitación está sometida a los principios del derecho público"*.

Este escenario refleja con elocuencia que la voluntad, tanto de los funcionarios públicos que se desempeñaban en la administración pública, como de las autoridades de ENARSA, fue la de realizar un procedimiento transparente y que permitiese una participación amplia y competitiva, porque ello redundaría en más y mejores ofertas para lo que se buscaba, que fue en definitiva el motivo por el cual se introdujeron algunas modificaciones en el pliego luego de publicado.

En efecto, sabido es que las transferencias de los fondos de comercio de la Central Térmica Brigadier López y de la Central Térmica Ensenada de Barragán se llevaron a cabo a través de Licitaciones Públicas Nacionales e Internacionales, en las que se dio estricto cumplimiento a los Principios de Oposición -o Concurrencia- Publicidad e Igualdad.

Por ello, todo interesado en participar pudo hacerlo y, por tal razón -como han concluido sin disidencias la Doctrina y Jurisprudencia- que, en su consecuencia, los precios de venta fueron los mejores que podían obtenerse en el mercado



por las Centrales Térmicas en el momento en que los respectivos procedimientos se llevaron a cabo<sup>2</sup>.

## 2. La eliminación de los requisitos técnicos

Nos referiremos en este capítulo al siguiente punto del Proyecto de Informe: *"4.2.1. La eliminación requisitos técnicos tendientes a garantizar el cumplimiento del cierre de los ciclos de manera eficiente no logró favorecer la concurrencia de oferentes, introduciendo un riesgo respecto del objetivo de asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las Centrales en el menor tiempo posible"*.

Originalmente, los pliegos de bases y condiciones para la licitación de las Centrales Térmicas fijaban, en su artículo 11, que los oferentes debían acreditar estar o haber estado dedicados a la actividad de generación de energía eléctrica en la República Argentina o en el exterior del país, con una capacidad instalada y operativa de, cuando menos, 100 MW de potencia instalada, para lo cual debían acompañar los documentos que acreditaran el cumplimiento de dicho requisito en el sobre nro. 1.

Los oferentes contaban con la alternativa de cumplir este requisito mediante una empresa afiliada a ellos, o podían sustituirlo por un contrato de operación celebrado con un operador técnico, que debía mantenerse vigente por un plazo de tres años, contados desde la "fecha efectiva" —más adelante se explicará cuál era— y que no podría ser sustituido sin la previa conformidad de ENARSA. También debían acompañar los antecedentes correspondientes en el sobre nro. 1 de la oferta.

Las definiciones de "operador técnico", "contrato de operación" y el artículo 11 de los pliegos fueron suprimidos mediante la circular nro. 1,

<sup>2</sup> Así —entre muchos otros precedentes— lo entendió la Corte Suprema de Justicia de la Nación al sostener "...que el procedimiento de licitación pública ha sido instituido como regla general con el propósito de que la competencia entre las distintas ofertas permita a la Administración obtener los mejores productos al precio más conveniente, y tiende a evitar la existencia de sobrepagos." (Cavallocap, Fallos, 329: 5976, Año 2006.)



---

que fue aprobada por Resolución 123/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Es que, en oportunidad de evaluar las solicitudes de aclaraciones y consultas formuladas a través del sitio web del "Data Room" por aquellos que adquirieron los pliegos, se consideró que, a los fines de promover una mayor concurrencia de interesados y con la intención de obtener mayores y más competitivas ofertas, resultaba conveniente eliminar este requisito que exigía acreditar experiencia técnica en la operación de una central de generación eléctrica.

Tal decisión fue adoptada al ponderarse que la referida exigencia restringía la participación de oferentes y que su exclusión no generaría perjuicio alguno a ENARSA o el Estado Nacional, sino que, lejos de ello, permitiría la concurrencia de más y mejores ofertas, sin alterar el avance de las obras ni la operatoria de las Centrales Térmicas.

Al eliminarse este requisito, los oferentes podían, por ejemplo, presentar las ofertas correspondientes y subcontratar la operación de las Centrales Térmicas, sin necesidad de resolver cómo se haría la cuestión de antemano y acompañar dichos antecedentes con la oferta.

Fijese que, en atención a la naturaleza del negocio asociado a la adquisición de las Centrales Térmicas, el interés de contar con un operador eficaz y eficiente que se hiciera cargo de gestionar, a partir de su experiencia, el manejo de las Centrales Térmicas, era de los oferentes. Si las centrales no generaban energía eléctrica en los términos previstos en el contrato de abastecimiento, el oferente no contaría con los ingresos que motivaron su participación en el negocio. Nuevamente, el adquirente de las Centrales Termoeléctricas no es un contratista que las operará en nombre de ENARSA a cambio de una remuneración por sus servicios, sino que se convirtió en su titular / propietario, que generará electricidad en su nombre, por su propia cuenta y riesgo empresario.



Las modificaciones incluidas deben ser analizadas a la luz de dos variables. Una es la particular naturaleza que ostenta la actividad de generación de energía eléctrica, que posee un régimen diferente al de transporte y distribución, con principios propios que la diferencian de los otros segmentos de la industria. La otra es el estado en que se encontraba la industria eléctrica cuando se convocó a la licitación.

Con relación a la primera de las variables mencionadas, es importante recordar que la generación de energía eléctrica es una actividad que ha sido declarada de *interés público* por Ley 24.065, mientras que el transporte y la distribución de energía eléctrica son declarados como *servicios públicos*.

Esta diferenciación resulta trascendente en tanto tiene por consecuencia que las actividades se encuentren regidas por principios distintos. Por este motivo fue que, en el artículo 36 la Ley 24.065, se detalló que el precio de la energía eléctrica vendida por los generadores sería determinado a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda mientras que, en el caso de los prestadores de servicios públicos, sus ingresos estarían determinados por el valor de una tarifa fijada por el Estado.

De este modo, quien decide realizar una inversión en un proyecto de generación de energía eléctrica, tiene conocimiento de que su actividad se desarrollará en un marco de libre competencia con distintos actores. Por tanto, sabe que le resultará necesario, para que el negocio le sea redituable, operar en forma adecuada la central térmica que se le adjudique. De otra forma, su inversión le resultará directamente antieconómica y perderá el capital empleado.

Así, no era esencial que el pliego incluyera exigencias como las originalmente previstas, para que el adjudicatario del proyecto opere la central térmica en tiempo y forma, sino que es el propio adjudicatario quien posee mayor interés en desarrollar la actividad adecuadamente, en aras de obtener los réditos esperados de su inversión.

En lo atinente al estado en que se encontraba la industria de energía eléctrica en el momento en que se decidió que las Centrales Térmicas debían ser



construidas, se explicó, en los considerandos del Decreto 938/2007, que era necesaria su existencia para asegurar la oferta de energía eléctrica. Sucedió que, a partir de la crisis de 2001, los capitales privados no realizaron inversiones suficientes en el sector para satisfacer la demanda.

No obstante, al dictarse el Decreto 882/2017, el país se encontraba atravesando los últimos meses de la declaración de emergencia del sector energético (cuyos efectos finalizarían el 31 de diciembre de 2017) y el Estado Nacional había realizado distintos procedimientos licitatorios que lograron incrementar la oferta de generación eléctrica. Ejemplo de ello fueron los procedimientos, ya mencionados, que derivaron del Programa RenovAr o de las Resoluciones 21/2016 y 287/2017, ambas del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

La finalidad perseguida por el Estado Nacional, al enajenar las Centrales Térmicas, fue la de desprenderse de activos para poder destinar dichos fondos a otros proyectos, a la par de comenzar a regularizar el normal funcionamiento de la industria de generación de energía eléctrica, fomentando el ingreso de capitales privados que promoviesen la competitividad en el sector.

En definitiva, el negocio poseía una dinámica propia, según la cual su prosperidad se encontraba atada a la actuación de quien fuere titular de las Centrales Térmicas. Tal situación, por sí sola, constituía un incentivo suficiente para que el adjudicatario procurara operar las centrales adecuadamente, sin que fuere entonces necesario incluir otras exigencias. El principal perjudicado por su mal funcionamiento sería el adjudicatario, pues el Estado Nacional contaba ya con otras ofertas para el suministro de energía eléctrica.

La eliminación del requisito original, por consiguiente, permitía a empresas que se desempeñan en actividades distintas al sector de generación de energía eléctrica y también a compañías que ya estuvieran en el rubro -pero que no contaran con tanta experiencia- participar en la licitación, como podrían ser fondos de



inversión o empresas que desarrollaron proyectos de infraestructura, pero no específicamente centrales de generación eléctrica.

Puede ser oportuno referirse aquí a otros procedimientos licitatorios de similares características a los de la enajenación de las Centrales Térmicas, para poner de relieve cuáles fueron los requisitos técnicos que allí se exigieron y efectuar una sencilla comparación.

Con esta perspectiva, se traerá a colación las licitaciones realizadas por CAMMESA con motivo del Programa RenovAr. Las Leyes 26.190 y 27.191 y el Decreto 531/2016 del Poder Ejecutivo Nacional establecieron para la República Argentina un marco normativo en materia de energías renovables. Su finalidad fue la de promover la incorporación de generación de energía eléctrica mediante dichas fuentes renovables, diversificando la matriz energética, que en el país implica mayormente la utilización de combustibles fósiles, con su consecuente impacto ambiental.

En el contexto de dicho programa, CAMMESA realizó las licitaciones correspondientes a las Rondas 1, 1.5, 2 y 3, en las cuales distintas personas jurídicas presentaron ofertas a los fines de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. En ninguno de los pliegos respectivos se incluyó la necesidad de acreditar experiencia alguna en la operación de centrales de generación eléctrica, ni tampoco la necesidad de que los oferentes, en oportunidad de presentar su oferta, acompañasen un contrato de operación celebrado con un operador técnico que contara con antecedentes en el rubro.

Otro de los procedimientos realizados y que puede ser asimilado a la enajenación de las Centrales Térmicas, fue el llevado adelante en el marco de la Resolución 21/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Dicha resolución fue dictada, incluso, durante la vigencia de la declaración de emergencia del sector eléctrico nacional dispuesta por Decreto 134/2015.



En virtud de dicha emergencia, el Poder Ejecutivo Nacional instruyó al Ministerio de Energía y Minería de la Nación para que elaborara un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.

El objeto de la resolución mencionada precedentemente tuvo sustento en informes realizados por CMMESA, en los cuales se puso de manifiesto que era necesario incorporar nueva capacidad de generación de energía eléctrica que estuviere disponible para el verano de 2016-2017, el invierno 2017 o el verano 2017-2018. El procedimiento conllevó la presentación de ofertas y la suscripción con CMMESA de un contrato de abastecimiento de energía eléctrica.

Al igual que sucedió en el caso del Programa RenovAr, en el pliego correspondiente no se incluyó la necesidad de que el oferente contara con experiencia previa en la operación de centrales de generación térmica ni la necesidad de acompañar con la presentación de la oferta un contrato de operación firmado con un operador técnico.

Cabe destacar que los procedimientos licitatorios reseñados fueron llevados adelante por CMMESA, por instrucción de distintos organismos de la administración central con competencias en la materia y resultan asimilables a las licitaciones realizadas por ENARSA, en la medida en que se vinculan con centrales de generación de energía eléctrica e implicaban el abastecimiento de energía a partir de las condiciones acordadas con CMMESA en un contrato de abastecimiento.

Ni los referidos organismos, ni CMMESA -empresa que se encuentra a cargo del despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)-, que son las máximas autoridades a nivel nacional en el área de la generación de energía eléctrica, consideraron que era necesario incluir dichas exigencias en los procedimientos licitatorios descriptos anteriormente.



En otras palabras, la eliminación del requisito técnico aludido tuvo por finalidad, únicamente, corregir o mejorar las condiciones originales de los pliegos de licitación de las Centrales Térmicas, en aras de lograr un mejor resultado y obtener más ofertas, sin perjudicar con ello a ENARSA o al Estado Nacional. La modificación del pliego es perfectamente consistente con el principio de concurrencia y el de igualdad de los oferentes, siendo su propósito obtener más y mejores propuestas, en un escenario económico nacional altamente desfavorable como es bien conocido.

El Proyecto de Informe se indica que (i) ENARSA justificó la eliminación de los requisitos en el incremento potencial del número de oferentes, pero que los cambios no lograron cumplir con el objetivo deseado, y (ii) que la importancia de los requisitos técnicos y económicos previstos originalmente radicaba en la necesidad de cumplir con el cierre de los ciclos de manera eficiente, lo cual había sido indicado en el propio Decreto N° 882/17.

Como indicamos anteriormente, en función de la naturaleza del negocio asociado a la adquisición de las Centrales Térmicas, el interés de contar con un operador eficaz y eficiente que se hiciera cargo de gestionar, a partir de su experiencia, el manejo de las Centrales Térmicas, era de los oferentes, ya que si las centrales no generaban energía eléctrica en los términos previstos en el contrato de abastecimiento, el oferente no contaría con los ingresos que motivaron su participación en el negocio.

Lograr el cierre de ciclo en el menor tiempo posible, cuestión que abordaremos en el siguiente capítulo pero que está íntimamente vinculado a lo aquí señalado, es especialmente del interés del dueño de la Central Térmica, y cuando el Estado Nacional dictó el Decreto N° 882 dispuso que el pliego contemple requerimientos financieros para que las obras se realicen de forma eficiente, en el entendimiento también que realizar las obras iba a ser del interés del adquirente.

Como indicamos, esta fue la finalidad perseguida al modificarse el pliego, intentar favorecer la participación de empresas interesadas. El hecho de que este objetivo no se hubiese cumplido no empece el hecho de que, antes de



la licitación, modificar esta cuestión era razonable y no contradecía el régimen del Decreto 882/17.

En efecto, nótese que las empresas que presentaron ofertas fueron empresas reconocidas de la industria y que contaban con requisitos técnicos y económicos más que suficientes, aun cuando en los pliegos no se exigía acreditar los requisitos técnicos que habían sido suprimidos.

En definitiva, el cambio al pliego que se cuestiona no influyó negativamente de ninguna manera en el proceso licitatorio; por el contrario, multiplicó las posibilidades de recibir ofertas. No hay ningún perjuicio para el interés público.

El cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ensenada de Barragán se hizo y fue habilitado por CAMMESA el 22 de febrero de 2023<sup>3</sup> y la Central Térmica Brigadier López tiene en curso los trabajos de cierre de ciclo desde noviembre de 2023.<sup>4</sup>

Por lo demás, en función de las ofertas que se presentaron en las licitaciones, no resulta razonable cuestionar las eliminaciones de los requisitos técnicos, ya que pertenecen a actores de reconocida solvencia técnica en la industria eléctrica nacional. La modificación del pliego tuvo en este sentido efecto neutro, y ciertamente no limitó posibles ofertas ni tampoco impidió que las obras de cierre de ciclo tengan lugar.

### 3. Supresión de la fecha de habilitación comercial

Nos referiremos en este capítulo al siguiente punto del Proyecto de Informe: "4.2.2. La supresión de la fecha de habilitación comercial y en

<sup>3</sup> <https://ri.pampa.com/nuestros-activos/electricidad/generacion/central-termica-ensenada-barragan-cceb/>

<sup>4</sup> <https://desarrolloenergetico.com.ar/comienzan-el-cierre-de-ciclo-de-una-planta-termica/> y

<https://www.centralpuerto.com/noticias/lanzamiento-del-cierre-de-ciclo-combinado-de-la-central-termoelectrica-brigadier-lopez-2/>



---

*consecuencia de la garantía de habilitación comercial, así como del régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, dejó el cierre de ciclo al arbitrio de los adquirentes y privó a ENARSA de herramientas para demandar su cumplimiento”.*

Los pliegos disponían, originalmente, que el adjudicatario debía ejecutar, a su costo y riesgo, las obras de turbovapor y obtener de CAMMESA la habilitación comercial para operar las Centrales Térmicas, de acuerdo con la modalidad de ciclo combinado.

En un principio, se previó que las obras de cierre de ciclo debían finalizar no más allá de la fecha de habilitación comercial de las obras de turbovapor. El plazo máximo para obtener la habilitación comercial del turbo vapor por parte de CAMMESA era de veinticuatro meses, contados a partir de la “fecha efectiva”, que sería el día en que ENARSA y el adjudicatario suscribieran el contrato de transferencia de las Centrales Térmicas.

A la par, los pliegos disponían en su artículo 28, que en un plazo máximo de diez días hábiles contados desde la notificación de la adjudicación, el adjudicatario debía presentar a ENARSA una garantía de habilitación comercial, para asegurar el cumplimiento de la fecha de habilitación comercial de turbovapor.

En caso de mora en el cumplimiento de la obligación de obtener la habilitación comercial de las obras, se establecía un régimen de penalidades en el artículo 47 de ambos pliegos.

Estos conceptos fueron eliminados por la circular nro. 1, suprimiendo el requisito de constituir una garantía de habilitación comercial y las obras de turbo vapor pasaron a no tener un plazo específico para ser habilitadas por CAMMESA.

El fundamento de ENARSA para introducir esta modificación se vincula con lo expuesto en el capítulo anterior: en el sentido que, en la dinámica del negocio estructurado por los pliegos, el principal interesado en realizar las



obras en tiempo y forma y operar las Centrales Térmicas de manera eficaz y eficiente era el propio adjudicatario. Esto fue razón suficiente para modificar los pliegos y suprimir aquellas cláusulas excesivamente gravosas, que disuadían de participar a potenciales interesados en las licitaciones. Una vez más, los adjudicatarios de las Centrales Térmicas cuya enajenación fue dispuesta por una autoridad superior, no eran contratistas que las operarían en beneficio de ENARSA, sino que serían sus titulares / propietarios, que las operarían en su propio nombre, y por su cuenta y riesgo empresario.

Entre los contratos que asumiría el adjudicatario, se encontraban los de abastecimiento con CAMMESA con la energía generada por la turbina de turbo vapor, suscriptos el 26 de marzo de 2013 para ambas Centrales Térmicas. En virtud de los compromisos de esos contratos, ENARSA se comprometió a poner a disposición la potencia contratada y entregar la energía suministrada a CAMMESA en las condiciones y con los alcances allí previstos. Tales contratos de abastecimiento de turbovapor tenían una duración de diez años desde la obtención de la habilitación comercial.

Se consideró, entonces, que resultaba suficiente incentivo para el adjudicatario el hecho de que el contrato de abastecimiento, que claramente lo beneficiaría con ingresos por la venta de la energía eléctrica que produciría, entraría en vigencia recién una vez que se obtuviese la habilitación comercial respectiva para las obras de turbovapor. En otras palabras, el propio contrato de abastecimiento, con el ingreso monetario comprometido por CAMMESA, constituía por sí solo el mayor aliciente para que el adjudicatario se esforzara por ejecutar las obras de cierre de ciclo en el menor plazo posible, tal como sucedió en la realidad.

De allí que una vez convocada la licitación se advirtió que era innecesario incluir un plazo específico para la finalización de las obras y, por lo tanto, estipular un régimen de penalidades por mora y requerir una garantía de habilitación comercial. Este cambio, reiteramos, encontró su origen en la dinámica propia del negocio, el cual se desarrollaba en un mercado competitivo y que no se encontraba sujeto a estrictas



normas regulatorias, como sí era el caso de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica.

El objeto principal de las licitaciones estaba constituido por la transferencia del fondo de comercio de cada una de las Centrales Térmicas, las cuales ya tenían financiamiento y contratos de abastecimiento muy atractivos. De manera que si el adjudicatario no actuaba diligentemente, su oferta se volvería antieconómica, afectando el flujo de fondos por motivos imputables a su propio desempeño. El incentivo para el adjudicatario era claro y eficaz. ENARSA llegó así a la conclusión de que los requisitos de plazo, multas y garantía previstos en el pliego iban a conspirar contra la cantidad de ofertas posibles y el mejor precio para los activos.

ENARSA entendió también que, en caso de que el adjudicatario no obtuviese la habilitación comercial en un plazo razonable, considerando la envergadura de la obra, resultaba excesivamente gravoso aplicar un régimen en el cual se le ejecutase una garantía de US\$ 20.000.000 y se le impusiese una multa por mora de US\$ 100.000 por día, cuando la consecuencia de que el contrato de abastecimiento de turbovapor no entrase todavía en vigencia constituía por sí sola un perjuicio millonario, privando al adjudicatario de un ingreso muy apreciable.

Como se manifestó, estas modificaciones tuvieron la finalidad de promover la concurrencia de mayores interesados y así obtener más y mejores ofertas por las Centrales Térmicas. Vale reiterar que en nada perjudicaron los intereses o el patrimonio de ENARSA ni del Estado Nacional, y se respetaron los principios de concurrencia e igualdad.

El Proyecto de Informe se indica que esta modificación puso en riesgo las condiciones establecidas en el Decreto 882/17, que habían fijado como prioritaria la finalización de las obras. Pero lo cierto es que esta no fue la finalidad del Decreto 882/17. Como señalamos en el capítulo I, el Poder Ejecutivo Nacional, al dictar el referido Decreto, juzgó que no era necesaria la participación del Estado Nacional en este segmento del mercado eléctrico, y que la titularidad de las Centrales Térmicas podía



ser asumida por un privado, destinando los fondos obtenidos a otros fines. El único requisito que impuso el Decreto N° 882/2017 fue que los nuevos titulares contasen con capacidad económica para realizar las obras en forma eficiente, y no en un plazo determinado. Dicho requisito fue cumplido, como lo demuestra que las ofertas recibidas fueron de empresas de primera línea y sobrada solvencia.

#### 4. Evaluación de las ofertas

Nos referiremos en este capítulo al siguiente punto del Proyecto de Informe: "4.3. Las evaluaciones de las propuestas durante las licitaciones fueron realizadas por un tercero, lo cual no se encontraba previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC)".

El art. 24.1 de los PBC dispuso que "Las Ofertas Económicas incluidas en el Sobre N° 2 serán revisadas por la Comisión Evaluadora para comprobar que cumplan con todos los requisitos y exigencias previstos en el PBC". La Comisión, por ende, debía emitir informes acerca de las ofertas económicas presentadas por los oferentes. Tal como surge de las actuaciones, la Comisión Evaluadora efectivamente dio cumplimiento a esta obligación, el hecho que haya fundado su evaluación en un Memorándum externo no implica una violación a ese deber.

Cabe recordar que el art. 3 de la Ley N° 19.549 establece "La competencia de los órganos administrativos será la que resulte, según los casos, de la Constitución Nacional, de las leyes y de los reglamentos dictados en su consecuencia. Su ejercicio constituye una obligación de la autoridad o del órgano correspondiente y es improporrogable, a menos que la delegación o sustitución estuvieren expresamente autorizadas; la avocación será procedente a menos que una norma expresa disponga lo contrario".

En este caso la Comisión Evaluadora no dejó de ejercer la competencia que le fue asignada por el hecho de remitirse a un dictamen jurídico externo, lo cual tampoco estaba prohibido en el ejercicio de dicha competencia.



En diversos Dictámenes de la Procuración del Tesoro de la Nación se admite que la motivación de un acto jurídico este dado por otros informes o antecedentes: *“determinadas circunstancias se ha aceptado la motivación contextual o in alimide, es decir aquella que aparece separada del acto que motiva. Debe considerarse que existe motivación suficiente –pese al defecto técnico que ello importa- si obran informes y antecedentes con fuerza de convicción, dado que a las actuaciones administrativas debe considerárselas en su totalidad y no aisladamente, porque son parte integrante de un procedimiento y, como etapas de él, son interdependientes y conexas entre sí (...) y que el acto administrativo puede integrarse con los informes y dictámenes que lo preceden”* (v. Dictámenes 199:427, 209:248 259:42, 304:460; 322:130).

Asimismo, la doctrina ha dicho que se *“considera obligatorio la motivación de todos los actos administrativos, aun cuando se admite que ella surja no sólo del texto mismo del acto -motivación contextual-, sino también de sus antecedentes, incluyendo en este supuesto -motivación in alimide- tanto el caso del acto creado exclusivamente como complementario del principal, como el del procedimiento autónomo al cual el acto hace remisión”*. (Comadira, Julio Roberto, “Procedimientos Administrativos. Ley Nacional de Procedimientos Administrativos, Anotada y Comentada”, La Ley, Buenos Aires, 2007, tomo I, Pág. 201).

Está claro que en los antecedentes citados se ha analizado la motivación del acto y no el ejercicio de la competencia, pero si la Procuración del Tesoro ha considerado como válidos actos administrativos con una motivación contextual, resulta evidente que el mismo criterio es de aplicación para el elemento de la competencia: ésta es ejercida por la autoridad que dicta el acto y claramente no por la persona que emite el dictamen invocado en sustento del acto. La autoridad hace suyas las consideraciones del dictaminante y, con esa motivación, emite un acto propio en ejercicio de la potestad que se la ha conferido. El acto es de la autoridad y no del dictaminante quien solo ha proferido una opinión.

Por lo demás, la Comisión Evaluadora tenía plena libertad para apoyarse en un tercero dictaminante, no existe norma alguna que lo impida y esa



posibilidad no tenía por qué volcarse en los pliegos. No existe materia para la presente objeción.

Por lo tanto, no constituye un incumplimiento a la función de la Comisión Evaluadora haber hecho una remisión a un informe externo, y bajo ningún punto de vista puede considerarse que no ha ejercido su competencia de revisar las ofertas económicas contenidas en los pliegos.

#### **5. Venta de las Centrales a valores inferiores a la tasación. Los cambios introducidos a los conceptos de "Monto Mínimo en Efectivo" y "Monto Ofrecido"**

Nos referiremos en este capítulo a dos de los puntos del Proyecto de Informe que son: (i) "4.2.4. Los cambios introducidos a los conceptos de 'Monto Mínimo en Efectivo' y 'Monto Ofrecido', determinaron la venta de las CT a un precio inferior al planificado", y (ii) "4.5. Las Centrales Térmicas fueron vendidas a un precio inferior (20% CTBL y 23% CTEB) al valor patrimonial calculado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación".

Analizamos ambas cuestiones en común por estar íntimamente relacionadas y vincularse en definitiva al precio de venta de las Centrales.

Como primera cuestión liminar se pone especialmente de relieve que el precio de venta de las Centrales Térmicas resultó de Licitaciones Públicas Nacionales e Internacionales en las que se dio estricto cumplimiento a los Principios de Concurrencia, Publicidad e Igualdad (nótese que ninguna objeción se ha hecho al respecto). Por ello, todo interesado en participar pudo hacerlo y, en su consecuencia, los precios de transferencia obtenidos fueron los mejores que podían conseguirse en el mercado por dichas Centrales Termoeléctricas en los momentos en los que los respectivos procedimientos se llevaron a cabo.



No puede confundirse un precio meramente teórico (como el planificado) con el real, que resulta del mercado luego de desarrollado un procedimiento licitatorio de las características señaladas.

Como segunda cuestión liminar cabe señalar que la metodología de valuación que emplea el Tribunal de Tasaciones de la Nación ("TTN") no solo no resulta adecuada para valuar a una empresa en marcha (como era el caso de las Centrales Térmicas) siendo que el método usualmente utilizado es el del flujo de fondos descontado,

Asimismo no puede perderse de vista que evaluar una empresa por el valor de reposición -criterio utilizado por el TTN-, si se hubiesen pagado sobrecostos en la construcción de los activos a transferir (como sería el caso de las Centrales Térmicas bajo investigación judicial) esa metodología llevará a que dichos sobrecostos condicionen la valuación, habida cuenta que el mercado no reconocerá, ni pagará, los sobrecostos en los que hubiese incurrido el Estado Nacional. En otras palabras, el precio de mercado nunca se guía por cuánto pagó de más el Estado Nacional en la construcción del bien del que se tratare.

Siendo ello indiscutiblemente así, y dado que la propia Auditoría General de la Nación ha considerado que el Estado Nacional incurrió en sobrecostos en la construcción de las Centrales Térmicas (ver, al respecto, el Informe de Auditoría, y documentos anexos, aprobados la Resolución AGN N° 255 del 19 de diciembre de 2013) extraña sobremanera que se tome como referencia el valor patrimonial calculado por el TTN.

Pero aún hay más.

En efecto, como se señala en el auto de procesamiento del 30 de mayo de 2022, dictado por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 7 en la Causa N° 2.337/2015 (el "Auto de Procesamiento"), en la que se investigaron los sobrecostos pagados en la construcción de las Centrales Térmicas:



- El Objeto de los contratos de construcción de las Centrales Térmicas comprendía la elaboración del proyecto ejecutivo, el suministro, construcción y puesta en marcha, supervisión de la operación y mantenimiento de cada Central Termoelectrica, bajo la modalidad "llave en mano".
- Sin embargo, Obras Esenciales para la puesta en marcha y funcionamiento de las Centrales Térmicas<sup>5</sup> no fueron incluidas en los documentos de la contratación, como si lo fueron en los Pliegos de otras Centrales Térmicas, elaborados en la misma época.
- La incorporación de dichas Obras Esenciales a los contratos (de los que deberían haber formado parte desde el inicio) se llevó a cabo mediante la celebración de Adendas (que, en la especie, puede considerarse como una forma de contratación directa) en lugar de haberse convocado una nueva licitación pública al efecto. Además, dicha incorporación determinó la suspensión de plazos relacionada con las referidas Obras Esenciales y se generaron demoras en la ejecución de las obras. Todo ello incidió en el costo final de las Centrales Térmicas.
- **Valor Unitario de Potencia:** El costo unitario de las Centrales del FONINVEMEN comparables con la Central Térmica Ensenada de Barragán fue de US\$819/Kw, US\$782/Kw, US\$874/Kw (en tanto que el costo unitario de la Central Térmica Ensenada de Barragán es de US\$1.212/Kw) y, con respecto a la Central FONINVEMEN comparable con Central Térmica Brigadier López, el costo unitario es de US\$1.070/Kw, en tanto que, para la Central Térmica Brigadier López es de US\$1.248/Kw.
- **Sobrecostos en Obra Civil:** Respecto del sobrecosto de la Obra Civil originado -según el TTN- en el emplazamiento de las Centrales Termoelectricas, señala el Juzgado que las características del terreno

<sup>5</sup>. Tales como, entre otras: La construcción de dos estaciones transformadoras para poder despachar la energía generada; la construcción de líneas de alta tensión; la construcción de una terminal de hidrocarburos; la construcción de un gasoducto para abastecer a una de las Centrales; etc.



nunca deberían de haberse considerado como fuente de adicionales al contrato, habida cuenta que los oferentes debían conocerlas y, por consiguiente, el Estado Nacional, como comitente de la Obra, podía legítimamente sostener que el Contratista ya había incluido en su Oferta el costo de los trabajos requeridos por dichas características.

Si bien el Auto de Procesamiento fue revocado mediante Resolución de la Sala I de la Excm. Cámara Nacional de Apelaciones en lo Criminal y Correccional Federal del 19 de diciembre de 2022 (la “Revocación de Cámara”), dicha revocación no conmueve la muy sólida argumentación del Auto de Procesamiento.

En efecto, en la Revocación de Cámara se reconoce que “*El Juez de grado remarcó las irregularidades que la SIGEN y la AGN evidenciaron en sus informes tras examinar distintos proyectos. Según sus conclusiones, ENARSA demostraba que, eventos como los analizados, eran prácticas comunes. En el obrar del ente [ENARSA] se destacarían: pliegos con cláusulas que restringían la competencia de oferentes, deficiente planificación en los proyectos, la falta de control y seguimiento adecuados de los proyectos, el incumplimiento de procedimientos de contratación, inconsistencias registrales y contables, el incumplimiento de plazos, la no correspondencia de montos informados por transferencias del tesoro y depósitos efectuados, etc.*”. Tales precedentes son notoria evidencia que, lejos de un obrar hecho defectuosamente a medida, las irregularidades detectadas respondían a un patrón común de actuación de ese organismo que se repite una y otra vez, no sólo en el caso bajo examen, sino también en otros.- Ello impide afirmar que el modo en que se llevó a cabo la cuestionada contratación haya sido con la exclusiva finalidad de favorecer la perpetración de la maniobra deficiente investigada. Tal práctica se desarrolló en el marco de un esquema común de contratación de ENARSA que, si bien puede resultar objetable en el plano administrativo, y un aspecto a mejorar, no resulta apto para revelar la hipótesis de defraudación y connivencia a la que alude el Juez de grado”.

En otras palabras, la Revocación de Cámara, si bien



reconoce que las contrataciones de ENARSA estaban caracterizadas por un patrón común de actuación que se repetía una y otra vez, y que incluía -entre otras cosas-: Incumplimiento de los procedimientos de contratación, inclusión, en los pliegos, de cláusulas que restringían la competencia entre los oferentes, deficiente planificación de los proyectos, y control y seguimiento inadecuados o, directamente, inexistentes, luego concluye que, si bien ello puede ser objetable en el plano administrativo y considerado como un aspecto a mejorar, no resulta apto para revelar la hipótesis de defraudación y connivencia considerada en el Auto de Procesamiento.

Ahora bien, reservándonos la opinión que nos merece la línea de razonamiento seguida en la Revocación de Cámara, lo cierto es que -más allá de la procedencia o improcedencia de reproche penal respecto de las conductas investigadas en la Causa 2337/2015- el patrón común de actuación descrito conduce fatalmente a un ineludible resultado: Sobrecostos en la construcción que no serán pagados por el mercado.

Habiendo concluido nuestro análisis de las referidas cuestiones liminares, ahora continuaremos con el desarrollo de nuestra argumentación

En un principio, el monto ofrecido no podía ser inferior al monto de la tasación, lo cual fue posteriormente modificado por la circular nro. 1.

El proceso de las licitaciones se prolongó en el tiempo, lo que trajo un gran problema, en tanto que el tipo de cambio del dólar tuvo un fuerte incremento en ese período. Téngase en cuenta que los prepliegos se publicaron el 15/5/18, los pliegos el 19/6/18, las tasaciones fueron informadas en agosto de 2018, y las ofertas se recibieron el 30/1/19. En ese ínterin, el tipo de cambio varió de \$24,63 a \$38,43 entre el 15/5/18 y el 31/8/18; es decir, desde el inicio del proceso hasta que el Tribunal de Tasaciones concluyó la valuación. En otras palabras, desde el comienzo de la licitación hasta que terminó su trabajo el Tribunal de Tasaciones, el tipo de cambio aumentó un 56,02%.



Los activos de las Centrales Térmicas debían ser considerados a su valor en dólares estadounidenses para lograr un precio aproximado del activo total. Lógicamente, el cambio brusco en el precio del dólar llevó a que el valor de las Centrales Térmicas en su conjunto se viera afectado. Es que el resultado de las valuaciones llevadas a cabo por el Tribunal de Tasaciones más allá de los eventuales sobrecostos en la construcción que las condicionaban, no podía en el escenario descripto considerarse como el valor real de los activos.

Nótese que la intervención del Tribunal de Tasaciones es facultativa para ENARSA; su incorporación a los pliegos se hizo por una razón de conveniencia y no por mandato legal, que no existe. Entonces, si ENARSA tenía libertad desde el comienzo de la licitación para incorporar o no al Tribunal de Tasaciones, forzoso es concluir que perfectamente podía prescindir de su participación, o ajustar sus conclusiones, si se verificaban nuevas circunstancias que así lo aconsejaban. En esto ENARSA se condujo dentro de la más estricta legalidad y la decisión de gestión adoptada fue de indiscutible eficacia habida cuenta del éxito de las licitaciones.

Es así que ENARSA consideró que, por las circunstancias explicadas, las valuaciones contenidas en los dictámenes del Tribunal de Tasaciones no reflejaban el valor real de mercado de las Centrales Térmicas. Insistir con ellas, muy probablemente, frustraría los procesos licitatorios dado que no existirían interesados en los activos.

Debido a estas particularidades, se concluyó que una justipreciación más precisa del valor debería implicar una reducción del 25% de la valorización resultante de los dictámenes del Tribunal de Tasaciones. Teniendo en cuenta los montos ofertados por los privados, se puede apreciar que la decisión tomada por ENARSA fue correcta, siempre que las ofertas fueron acordes a esos valores.

Si bien se trata de normativa aplicable solo voluntariamente a ENARSA, es elocuente que las Normas Nacionales de Valuación del Tribunal de Tasaciones nro. 1.6 establecen que, entre los principios y conceptos del valor, cobra vigor



el de temporalidad, definido así: "El valor de un bien está en función de la fecha de la tasación y puede variar a lo largo del tiempo". Por lo que, lo actuado por ENARSA se ajusta plenamente a la normativa legal aplicable, no habiendo infringido ninguna norma.

ENARSA actuó diligentemente para cumplir con el mandato que le fue impuesto por el Poder Ejecutivo, con absoluta transparencia y vendiendo los activos al valor de mercado, que es lo realmente importante. Como fue expresado previamente, se tomaron las valorizaciones del Tribunal de Tasaciones, pero adecuándolas a la realidad imperante al momento de ofertar para asegurar el éxito de los procesos licitatorios y la mayor concurrencia de interesados, preservando -reiteramos- el patrimonio de ENARSA, ya que no está puesto en duda que las Centrales fueron vendidas a precios de mercado.

Por último, destacamos que el art. 11 del Decreto N° 882/17 establecía la necesidad de contar con valuaciones, pero no que las mismas fueran vinculantes para el proceso de venta de las Centrales Térmicas. En efecto, tanto ENARSA como los funcionarios de la Administración Centralizada, en función de los argumentos invocados anteriormente, juzgaron que lo más conveniente, siguiendo las políticas públicas fijadas en los considerandos del Decreto mencionado, era modificar las condiciones originalmente previstas en el pliego, y autorizar la presentación de ofertas por el 75% del valor de la tasación.

#### **6. Primera Conclusión General**

A lo largo del presente hemos realizado manifestaciones y observaciones al Proyecto de Informe, en aquellas cuestiones en las que consideramos que el enfoque debe ser revisado.

En este sentido, consideramos que el eje de nuestra divergencia con el Proyecto de Informe es que considera que el Decreto N° 882/17 tuvo por finalidad vender las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López en un proceso licitatorio en el cual se asegurara la finalización de las obras de cierre de ciclo,



y que si no se ha asegurado dicho cierre de ciclo, las Centrales Térmicas deberían haber quedado en manos del Estado Nacional.

Elo así más allá de que, como ya se ha señalado dicha finalidad no surge de los considerandos del Decreto 882/2017.

La divergencia, en realidad, reside en que el Proyecto de Informe considera –en otras palabras y, suponemos, como derivación de la ideología del “Estado Presente”– que siempre resultará más conveniente que las Centrales Térmicas estén en manos del Estado Nacional que en manos privadas.

Por otra parte, y respecto de la objeción vinculada con la reducción del valor determinado por el Tribunal de Tasaciones, ya se ha puesto claramente de manifiesto que dicha reducción se fundamenta por un lado, en los eventuales sobrecostos incurridos en la construcción de las Centrales Térmicas (que el mercado no pagaría) en proceso de investigación judicial y, por el otro, en el cambio significativo de las condiciones de mercado desde que se convocara las Licitaciones Públicas hasta la emisión del informe valuatorio, que amenazaba con frustrar el objetivo de las licitaciones si se reiniciaba el proceso de valuación con el mismo Tribunal, habida cuenta del largo tiempo que ello insume.

Conforme hemos indicado en el capítulo I, la finalidad del Poder Ejecutivo al emitir el Decreto N° 882/2017 fue de evitar la participación del Estado Nacional en un segmento de la economía que no lo necesitaba, como es la generación de energía eléctrica, utilizando los fondos obtenidos por dichas ventas para otros fines. El objetivo principal del Poder Ejecutivo no fue, entonces, asegurar el cierre de ciclo de las Centrales Térmicas.

El Proyecto de Informe expresa que, en materia de reglamentos, rige el principio de inderogabilidad singular del reglamento, según el cual el acto jurídico de alcance individual debe dictarse conforme al acto de alcance general, sin que pueda contrariar a este último, aun cuando emane de la misma autoridad, no correspondiendo que, mediante actos administrativos de carácter individual o singular, se



deje de lado otros de carácter general, pues la norma que inviste este último carácter no puede ser derogada o dejada sin efecto en determinados casos particulares. Este principio claramente no ha sido conculcado con las modificaciones a los pliegos, ya que las Circulares modificatorias no constituyen actos de alcance particular, sino que participan del carácter general que tienen los pliegos. Un acto de alcance general (el pliego) es modificado por otro acto de alcance general (la Circular). ENARSA no dictó jamás ningún acto de alcance particular o singular que haya modificado los pliegos. De hecho, el Proyecto de Informe no aporta ningún dato que permita identificar a cuál acto de alcance particular se refiere en este punto.

En conclusión, somos de la opinión que todas las modificaciones efectuadas a los pliegos tuvieron por finalidad lograr una mayor participación en la licitación, y que independientemente de que ese objetivo se haya logrado o no, lo cierto es que no se han alterado los principios y objetivos fijados en el Decreto N° 882/2017.

## **II.- Observaciones al "Informe de Auditoría" en particular.**

En particular se efectuarán, una serie de "observaciones" y/o "cuestionamientos" sobre el "Informe de Auditoría":

### **I.- Crítica a las conclusiones de algunos puntos controvertidos del "Informe de Auditoría".**

Más abajo daremos tratamiento a algunas consideraciones del "Informe de Auditoría" que merecen una crítica específica por tratarse de aseveraciones que no encuentran sustento fáctico o en su caso desdibujan "negativamente" la real situación de la operación auditada.

<b>2.1.</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>
-------------	----------------------

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



**2.1.1.2. Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal del área relacionada con el objeto de auditoría.**

Con relación a las entrevistas que se mencionan, no se acompañaron ni detallaron las personas o áreas a las que se refiere. Tampoco obran en el informe las constancias de dichas entrevistas. Tal circunstancia impide realizar una valoración de las mismas.

Sin perjuicio de ello, es de suponer que en razón a la fecha en la que se inició el trabajo de campo, 10-7-2023 (más de 4 años desde finalizada la operación), ninguno de los entrevistados que menciona el informe haya tenido participación en la operación auditada. Nótese que la operación involucra áreas de la administración central y de una empresa cuyo accionista mayoritario es el Estado Nacional (ENARSA) que, en ambos casos, son sensibles a los cambios en la gestión del Poder Ejecutivo Nacional.

En consecuencia, el valor que podría asignarse a dichas declaraciones resulta escaso sin dejar de mencionar, que, por no obrar detalle en el informe, nos vemos impedidos de analizar.

<b>3.1.3.4.</b>	<b>Decisión de venta de las Centrales Térmicas</b>
	"La norma [Dec. 882/17] fundamentó la decisión en la racionalización y eficiencia de la gestión pública relacionada con actividades del sector energético, limitando la participación y actividad del Estado a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado."
	"Según lo establecido en los considerandos del Decreto N° 882/17, el sistema eléctrico nacional requería que se continúen adoptando medidas que permitan asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país, y estimó conveniente propiciar la participación de terceros capaces de asumir actividades de generación y transporte en los proyectos energéticos antes mencionados".

El "Informe de Auditoría" indica como fundamento de la decisión de venta de las centrales la racionalización y eficiencia de la gestión pública relacionada con actividades del sector energético. Luego, señala otro de los considerandos del Decreto que instruye la venta de las centrales en el que se indica que se requerían medidas para asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país.



Sin embargo, el "Informe de Auditoría" omite formular consideración alguna de los presupuestos legales de dicho decreto, que incluso se encuentran expresados en sus considerandos. Así, el Decreto hace alusión al marco regulatorio eléctrico, constituido por las leyes 15.336 y 24.065, cuando refiere que "...la actividad de generación de energía eléctrica, en particular la generación térmica convencional vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), es una actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control de las autoridades competentes, por lo que la participación del Estado Nacional o ENARSA como titular u operador de centrales del tipo descripto no resulta necesaria para asegurar el normal funcionamiento del sector...".

En línea con esto, también indica que: "...tanto la Ley N° 24.065 como la Ley N° 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficiencia y continuidad de los respectivos servicios; previendo la intervención estatal en lo que respecta al ejercicio de la policía de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección del usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia...".

En concreto, el Decreto tiene entre sus fundamentos volver a los principios rectores del marco regulatorio eléctrico, abandonados durante años de intervención y posicionamiento del Estado en roles que le eran reservados al sector privado. Así, la ley 24.065 en su artículo 1 caracteriza como servicio público, únicamente, al transporte y distribución de electricidad, disponiendo que la actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.



De lo expuesto surge que, es inexacto que el Decreto “estimó conveniente” que los privados asuman participación en las actividades de generación, sino que el propio marco regulatorio así lo indica.

3.2.1.	Principios generales que rigen la licitación pública
	“...los Pliegos de Bases y Condiciones para la venta de las Centrales debían ser confeccionados en consonancia con los principios y objetivos enunciados en el Decreto 882/17 y normas complementarias, entre los que se citan a modo de ejemplo, la importancia dada al plazo de cierre de los ciclos combinados como garantía de una mayor eficiencia energética.”

Con relación a este punto, se señala que el Decreto que instruyó a la venta de las centrales previó que en el marco de dicha operación, debían incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible.

Es decir que, si bien coloca a la finalización de dichas obras como un aspecto relevante no indica un plazo determinado sino incierto, debiendo evaluarse dicho plazo en función de las circunstancias operativas de cada caso.

3.2.2.	Etapas previas a la presentación de ofertas
--------	---

En este apartado, el “Informe de Auditoría” refleja las distintas modificaciones que se fueron realizando en el marco del proceso de licitación relacionado a las centrales. Tal como se describe en dicho informe, a partir de las consultas e interacciones con los interesados se realizaron diversos ajustes al pliego, que fueron instrumentados mediante circulares que fueron debidamente aprobadas por los correspondientes actos administrativos.

Se pone muy especialmente de relieve aquí que las modificaciones en cuestión fueron aprobadas por el órgano correspondiente y dadas a conocer a todos los participantes de los Procesos Licitatorios, cumpliéndose estrictamente con los Principios de Concurrencia, Publicidad e Igualdad.

Al respecto, se destaca que la emisión de circulares en el marco de un proceso de licitación es normal y habitual, y tiende a aportar mayor claridad



y precisión al Pliego, con el objetivo de propender a una mayor concurrencia de oferentes. Ciertamente, las circulares contribuyen a despejar dudas de los posibles oferentes y clarificar el instrumento que luego registrá entre las partes del proceso.

<b>3.2.2.</b>	<b>Exigencia de intervención del Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN)</b>
	<p>"...El PBC originalmente indicó que el monto ofrecido por el comprador no podía ser inferior al valor estimado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN) y que, a su vez, dicho monto debía integrarse por un monto mínimo en efectivo equivalente al 85% del valor de tasación y un monto variable a abonarse en efectivo o en derecho de cobro, esto es, acreencias documentadas de agentes generadores del MEM denominadas "liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir" (LVPVD)..."</p> <p>"Surge de las tasaciones que el TTN utilizó el método del valor patrimonial o sustantivo para la valuación de las Centrales, en contraposición al método de flujos de fondos utilizado por IEASA, al solicitar la tasación, dado que este último "se establece mediante ganancias hipotéticas". Según los informes, IEASA lo remitió una evaluación de las Centrales por el método de flujo de fondos, aunque el TTN propuso correcciones a los cálculos, y comparó los resultados de su examen con los obtenidos por el modelo presentado por IEASA."</p>

Resulta inexacto analizar la operación partiendo de documentos que fueron modificados sin tener en cuenta dichas modificaciones. La circunstancia que el pliego en un estadio primario haya previsto ciertas cuestiones que con el devenir del proceso se fueron modificando no es suficiente para sustentar un análisis técnico riguroso sobre los aspectos modificados. Lo contrario implicaría asignarle una calidad superior, casi sacrosanta, al instrumento original en desmedro del definitivo que rigió el proceso.

Máxime en circunstancias como la presente, en las cuales, por una parte, se había incurrido en comprobados sobrecostos en la construcción de las Centrales Térmicas, los que inficionaban el cálculo del valor patrimonial o sustantivo, volviéndolo totalmente alejado de un valor de mercado (el mercado no paga los sobrecostos por los que ha pagado el Estado Nacional) y, por el otro, las circunstancias económico-financieras del momento cambiaban a ritmo de vértigo.

En tal sentido, la Circular 3, aprobada por la Resolución 326 de la Secretaría de Gobierno de Energía modificó el porcentaje mínimo en efectivo que debía contener la oferta, estableciendo dicho monto en el 75% de la Tasación del TTN.

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



La invocación de instrumentos sin vigencia, o que fueron ulteriormente modificados a partir del desarrollo normal del procedimiento licitatorio y de preparación de pliegos, evidencia la falta de rigor técnico del “Informe de Auditoría”.

Por su parte, con relación a los distintos métodos para evaluar una inversión, se señala que, contrariamente a lo que sostiene el Tribunal de Tasaciones de la Nación<sup>6</sup>, no existe un método único aceptado uniformemente, sino que éste dependerá en muchos casos del tipo de inversión, negocio, riesgo y cualidades del mercado.

Sin abordar exhaustivamente el tema se señala que entre los métodos más comunes se encuentran:

#### A. Método de Valoración por Múltiplos

Este método se basa en utilizar múltiplos financieros de empresas similares. Algunos múltiplos comunes son:

- **Múltiplo de EBITDA (Beneficio Antes de Intereses, Impuestos, Depreciaciones y Amortizaciones):** Se multiplica el EBITDA del negocio por un múltiplo determinado según el sector y la industria.
- **Múltiplo de Ventas:** Se utiliza cuando las utilidades no son estables. Se toma un múltiplo de las ventas de la empresa para calcular su valor.
- **Múltiplo de Utilidad Neta:** Se aplica un múltiplo a la utilidad neta obtenida por la empresa, aunque este método puede ser menos preciso debido a variaciones fiscales o contables.

#### B. Método de Flujo de Caja Descontado (DCF)

<sup>6</sup> Con supuesto fundamento en jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación que, en realidad, está referida a la valuación de bienes sujetos a expropiación por parte del Estado Nacional, y no resulta aplicable a la valuación de bienes a ser transferidos por el Estado Nacional en el marco de un Proceso Licitatorio.



Este método consiste en estimar los flujos de caja futuros del negocio y descontarlos a su valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada. Se sigue este proceso:

- **Proyección de flujos de caja:** Se proyectan los ingresos, costos y gastos futuros durante un período determinado.
- **Cálculo del valor terminal:** Se estima el valor del negocio al final del período proyectado, asumiendo que la empresa seguirá operando.
- **Descuento de los flujos de caja:** Se descuentan los flujos de caja proyectados y el valor terminal con una tasa de descuento que refleja el riesgo de la inversión.

Este método es adecuado para negocios con flujos de caja estables y previsibles.

#### C. Método de Valoración de Activos

Este método evalúa el valor de los activos netos de la empresa. Existen dos enfoques:

- **Valor en Libros:** Se calcula la diferencia entre los activos y pasivos de la empresa, según la contabilidad financiera.
- **Valor de Liquidación:** Se estima el valor que se obtendría al vender todos los activos del negocio y pagar las deudas. Este método suele utilizarse cuando la empresa no es viable como negocio en marcha.

Este método es más adecuado para empresas con activos tangibles importantes, como bienes raíces, maquinaria y equipos.

#### D) Método de Valoración Comparativa de Mercado

Se basa en analizar la venta reciente de negocios similares en el mismo sector o industria. Al analizar los precios a los que se vendieron otras empresas comparables, se puede tener una buena referencia para determinar el valor del negocio en cuestión. Este método funciona bien en sectores donde hay suficiente información de ventas comparables.

#### E) Método del Valor Sustancial



Este método se usa cuando el valor del negocio depende principalmente de los activos tangibles (como inmuebles, maquinarias, etc.). Se calcula sumando los valores actuales de todos los activos de la empresa y restando los pasivos. El valor sustancial representa el valor tangible neto del negocio.

#### 6. Método de Valoración por Capitalización de Beneficios

Consiste en determinar el valor del negocio sobre la base de su capacidad de generar beneficios. Se toma la utilidad esperada del negocio y se divide por una tasa de capitalización, que depende del riesgo asociado con la empresa y de las expectativas del rendimiento del inversor.

Como puede verse, el método de valoración más adecuado puede depender de la industria en la que opere el negocio. Por ejemplo, empresas tecnológicas suelen valorarse utilizando el DCF o múltiplos de ventas, mientras que empresas manufactureras pueden valorarse más adecuadamente mediante el valor de activos. Empresas con fuerte crecimiento suelen valorarse más alto debido a su potencial futuro. En estos casos, métodos como el DCF son más adecuados.

En resumen, la elección del método de valoración depende del tipo de negocio, la estabilidad de sus flujos de caja, los activos tangibles e intangibles que posea, y la disponibilidad de información comparable del mercado. En la práctica, suele ser útil combinar varios métodos para llegar a un rango de valoración más fiable y preciso. Sin embargo, nada de esto es analizado ni contemplado por el "Informe de Auditoría" dando cuenta de la falta de rigurosidad técnica que el mismo presenta.

3.7	Ley de Ética en el Ejercicio de la Función Pública N° 25.188, Decreto 302/17 y actuación de la Oficina Anticorrupción
	*...La OA remitió el IF-2021-76662623-APH-DIWOA del 20/08/21 e informó que se investigó la puesta en venta y enajenación de las dos centrales y la licitud del trámite licitatorio, en atención a las numerosas circulares modificatorias de las condiciones de venta en eventual beneficio de empresas y personas interesadas en la compra, a saber: Central Puerto, Pampa Energía, grupo italiano ENEL, AES, DUKE y Grupo ALBANESI. También se investigó la actuación, en la rescisión y enajenación, de personas humanas que se desempeñaron como ex Gerentes de IECSA y luego como funcionarios de IEASA...*



Respecto a este apartado, el "Informe de Auditoría" menciona someramente las acciones llevadas a cabo por la Oficina Anticorrupción (OA) con relación a la operación auditada. No surge del informe ni una sola mención a las conclusiones arribadas por la OA, ni los instrumentos de los que se valieron para llegar a ellas. Solamente se indica que las actuaciones fueron archivadas por existir una causa penal en trámite. Tampoco queda clara la razón técnica de la inclusión de dichos antecedentes, ya que lejos de aportar algún dato concreto al análisis de lo auditado constituye información irrelevante en razón del estado procesal de dichas actuaciones.

4	Hallazgos
4.1	Del análisis del expediente donde tramitó el Decreto 882/17, no surgieron informes técnicos que permitan medir la incidencia de la venta de las Centrales Térmicas en el mercado eléctrico y/o el beneficio para los usuarios... <sup>6</sup>
	"...el Decreto 882/17 pretendió limitar la participación del Estado en la cadena productiva de la energía, a cuyo fin instruyó la venta de ciertos activos, entre los que se encontraban las CTSL y CTEB que funcionaban bajo la órbita de ENARSA..."

Sin perjuicio de señalar que dicho hallazgo refiere al Poder Ejecutivo Nacional, se puntualiza que el Decreto no limitó la participación del Estado en la cadena productiva (como se manifiesta en el "Informe de Auditoría"), sino que se enfocó en ajustar la actuación del Estado Nacional a los principios establecidos en el marco regulatorio de la actividad eléctrica.

La generación de energía eléctrica es una actividad que ha sido declarada de interés público por Ley 24.065, mientras que el transporte y la distribución de energía eléctrica fueron declarados como servicios públicos.

Como ya dijimos, entre los considerandos del mencionado Decreto, se señaló que la actividad de generación de energía eléctrica, en particular la generación térmica convencional vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), es una actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control de las autoridades competentes. Por tal motivo, se entendió que la participación del Estado Nacional y de ENARSA como titular u operador de centrales del tipo descripto, no resultaban necesarias

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



para asegurar el normal funcionamiento del sector –confr. consid. 23- del Decreto N° 882/2017.

En este sentido, se destacó también: que “...tanto la Ley N° 24.065 como la Ley N° 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficacia y continuidad de los respectivos servicios; previendo la intervención estatal en lo que respecta al ejercicio de la política de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección el usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia...”.

En definitiva, la decisión de licitar las centrales térmicas, como se desprende del decreto citado y de sus consideraciones aquí vertidas, no tuvo otra finalidad más que cumplir y desarrollar los principios que rigen la actividad del sector energético nacional, con miras a promover la participación de empresas privadas en todos los segmentos y, en especial, en el de generación de energía eléctrica, cuyo precio de venta se fija usualmente de acuerdo con la libre interacción de la oferta y la demanda.

4.1	<p>“...Los informes sustantivos y jurídico mencionados exponen razones genéricas y conceptuales con relación a los supuestos beneficios de la participación privada en la actividad de generación térmica, pero no mencionan la incidencia de la enajenación de los activos ni los beneficios que esto reportaría a los usuarios finales del servicio público de distribución eléctrica.</p> <p>Es decir, el ex MINEM no ponderó si con la venta de las Centrales Térmicas se incrementarían los niveles de generación eléctrica y si, por ejemplo, una gestión privada redundaría en una baja de precios en el segmento de generación térmica con impacto en la tarifa que pagan los usuarios...”</p> <p>“...La decisión de desprenderse de las Centrales se tomó sin considerar proyecciones de producción, indicadores de potencia instalada y energía entregada ni previsión de los incrementos de energía esperables con los ciclos combinados...”</p>
-----	---

En este aspecto, el “Informe de Auditoría” da cuenta de la falta de rigurosidad técnica al confundir los diferentes sectores de la cadena eléctrica. El cambio de dueño de las centrales no modificó el precio al que dichas centrales podían vender la energía. Dicho precio se encontraba estipulado por los Contratos de



Abastecimiento suscriptos con CAMMESA y, en su caso, por la regulación de la Autoridad de Aplicación que fija la remuneración a la generación de energía eléctrica.

Como se dijo, la generación de energía eléctrica no se encuentra caracterizada como servicio público, a diferencia de la distribución y el transporte. Adicionalmente, la garantía de suministro del servicio público de distribución de energía eléctrica se encuentra en cabeza de los Agentes Distribuidores. Son ellos, quienes tienen a su cargo la responsabilidad de abastecer a los usuarios de dichos servicios debiendo procurarse la energía para ello.

Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" intenta presentar al desprendimiento de las centrales como si las mismas fuesen a desconectarse del sistema. Las centrales se enajenaron en operación, y aún continúan funcionando. Es decir que, para el SADI no hubo una modificación de la oferta de generación disponible.

Finalmente, el punto en análisis no realiza ninguna precisión técnica sobre los incumplimientos que señala ni cual es la afectación de los mismos, limitándose únicamente a esgrimir postulados generales, imprecisos y sin relevancia técnica

4.2.	Las situaciones que se mencionan a continuación, verificadas durante el desarrollo de los procedimientos licitatorios, impactaron en elementos esenciales del contrato y principios de las contrataciones públicas, tales como: i) plazo de cierre de ciclo, ii) penalidades establecidas, iii) precio de venta de los activos y iv) principio de concurrencia, con afectación de los objetivos previstos en el Decreto 882/17.
4.2.1.	La eliminación requisitos técnicos tendientes a garantizar el cumplimiento del cierre de los ciclos de manera eficiente no logró favorecer la concurrencia de oferentes, introduciendo un riesgo respecto del objetivo de asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las Centrales en el menor tiempo posible.

Adicionalmente a lo ya expresado anteriormente, en la sección I. 2), el "Informe de Auditoría" evidencia el sesgo con el que fue realizado al partir de la conclusión, errónea, que no se logró favorecer la concurrencia de oferentes.



En primer lugar, no indica cual hubiese sido a su criterio una concurrencia aceptable. En segundo lugar, omite considerar que, en todo caso, de no haberse realizado las adecuaciones efectuadas, habrían concurrido menos oferentes, resultando ser una hipótesis contrafáctica improbable por carecer de sustento material, además de contradictoria.

Como puede verse, la determinación del éxito o no de la concurrencia representa un problema de difícil solución, ya que debe ser analizado teniendo en cuenta el sector, los actores del mercado, las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores del mercado y el contexto en general. Todas cuestiones que el "Informe de Auditoría" deliberadamente omite considerar, dando cuenta de su falta de rigurosidad técnica.

Adicionalmente, el informe omite siquiera considerar la razonabilidad de las modificaciones a los requisitos técnicos. En tal sentido, sólo indica que la Resolución 289/2018 del Ministerio de Energía y Minería eximio a los oferentes de acreditar un plazo no inferior a 5 años en la actividad de generación.

Conforme lo anteriormente mencionado, el fundamento detrás de dicha modificación radica en que al ponderarse que la venta de las centrales significaba la enajenación de una empresa en marcha, con cuadros profesionales y técnicos que serían transferidos al adquirente y que la referida exigencia restringía la participación de oferentes. En ese sentido se entendió que su exclusión no generaría perjuicio alguno a ENARS o al Estado Nacional, sino que, lejos de ello, permitiría la concurrencia de más y mejores ofertas.

Fíjese que, en atención a la naturaleza del negocio asociado a la adquisición de las Centrales, el interés de contar con un operador eficaz y eficiente que se hiciera cargo de gestionar, a partir de su experiencia, el manejo de las Centrales, era de los oferentes. Si las Centrales no generaban energía eléctrica en los términos previstos en los Contratos de Abastecimiento, el oferente no contaría con los ingresos que motivaron su participación en el negocio.



De este modo, quien decide realizar una inversión en un proyecto de generación de energía eléctrica, sabe que le resultará necesario, para que el negocio le sea rentable, operar en forma adecuada la central térmica que se le adjudique. De otra forma, su inversión le resultará directamente antieconómica y perderá el capital empleado.

Así, no es necesario que el Estado Nacional incluya exigencias como las originalmente previstas para que el adjudicatario del proyecto opere la central térmica en tiempo y forma, sino que es el propio adjudicatario quien posee mayor interés en desarrollar la actividad adecuadamente, en aras de obtener los rendimientos esperados de su inversión.

Con relación al precio de venta, vale reiterar -una vez más- lo que ya se ha expresado: En Procesos Licitatorios Nacionales e Internacionales (como los que gobernaron la transferencia de las Centrales Térmicas) regidos por los Principios de Concurrencia, Publicidad e igualdad (los que fueron escrupulosamente respetados) el precio de venta resulta del Proceso Licitatorio; no es fijado, de manera alguna, en los Pliegos.

4.2.2.	La supresión de la fecha de habilitación comercial y en consecuencia de la garantía de habilitación comercial, así como del régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, dejó el tiempo de ciclo de al arbitrio de los adquirentes y privó a IEASA de herramientas para demandar su cumplimiento.
	"...Las situaciones señaladas pusieron en riesgo las condiciones establecidas en el Decreto 882/17 que había fijado como prioritaria la finalización de las obras de Turbopapor..."
	"...El ex MINEM y ENARSA debieron actuar conforme al citado Decreto, y sin alterar unilateralmente sus objetivos, en contravención al principio de inderogabilidad singular de los reglamentos, según el cual las disposiciones administrativas de carácter particular (para el caso, las circulares modificatorias) no pueden establecer excepciones o derogar normas generales (en el caso, los objetivos del Decreto 882/17). El Estado careció en el caso de la CTBL, por decisión unilateral del ex MINEM, de la posibilidad de exigir el tiempo de ciclo y promover una mayor eficiencia energética..."

Adicionalmente a lo anteriormente expresado en la Sección 1.3) el "Informe de Auditoría" prescinde de considerar que la eliminación de la fecha de



habilitación comercial, así como el régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, fue una medida adoptada considerando la realidad del mercado de financiamiento y las dificultades enfrentadas por los inversores. El hecho de que los adquirentes de la Central Térmica Ensenada de Barragán recién lograran el cierre del ciclo en febrero de 2023, y los de la Central Térmica Brigadier Lopez aún no lo hayan concretado, a pesar de ser conscientes de los beneficios operativos – ya que los adquirentes son los principales interesados en hacer más redituable su inversión conforme lo señalado anteriormente, de eficiencia y de ingresos que ello supondría, demuestra que:

- El precio de adquisición de los activos y los niveles de inversión requeridos para cerrar el ciclo demandaban un financiamiento significativo, que no estaba disponible en las condiciones vigentes del mercado.
- La supresión de las fechas y penalidades respondió a la necesidad de evitar cargas insostenibles que pudieran comprometer la continuidad y viabilidad de la venta instruida. La ausencia de financiamiento adecuado implicaba que la exigencia de plazos estrictos podría derivar en el incumplimiento generalizado de los mismos, y por ende, en el fracaso de los objetivos planteados para la enajenación de estos activos, e incluso en un menor precio de venta.

Con relación al riesgo invocado por el “Informe de Auditoría” respecto de los objetivos del Decreto 882/17, se señala que el informe omite referirse a la situación del mercado de financiamiento señalada. Es decir, prescinde por completo del contexto fáctico imperante en ese momento lo que invalida a las claras los postulados de dicho informe.

Teniendo en cuenta el contexto referido, el desarrollo del procedimiento de venta de las centrales no puede ser interpretado como poco planificado o negligente, sino más bien como una consecuencia directa de las limitaciones financieras estructurales del mercado. Estas condiciones fueron identificadas durante el desarrollo del proceso, y la necesidad de otorgar mayor flexibilidad a los plazos se presentó como una opción válida para evitar la paralización o eventual fracaso de la operación. Las



medidas adoptadas procuraron mitigar impactos mayores que hubieran sido aún más perjudiciales para el cumplimiento de los objetivos generales del Decreto 882/17.

Finalmente, respecto a la observación de que el ex MINEM y ENARSA actuaron en contravención al principio de inderogabilidad singular de los reglamentos, es importante aclarar que las modificaciones introducidas a través de circulares y la adecuación de ciertos aspectos no tuvieron como finalidad derogar normas generales, sino que fueron respuestas necesarias para enfrentar circunstancias económicas imprevistas que impactaban en la concreción de la instrucción impartida por el Decreto N° 882/2017.

Se debe tener en cuenta que el principio de razonabilidad en la aplicación de la normativa administrativa permite la introducción de modificaciones cuando las condiciones de mercado se alteran de manera significativa, afectando la viabilidad de los proyectos. En este caso, las medidas adoptadas por el ex MINEM tuvieron como objetivo garantizar la ejecución y sostenibilidad del proyecto de venta, en lugar de poner en riesgo la integridad del mismo debido a la imposibilidad de cumplir con los plazos previstos inicialmente.

Adicionalmente a lo expuesto, el "Informe de Auditoría" confunde el concepto de Reglamento con el de Acto Administrativo plurindividual. Es fundamental aclarar que el Decreto 882/17 no debe ser entendido como un reglamento, sino, en lo pertinente, como un acto administrativo de alcance particular. El Decreto 882/17 constituye un acto administrativo que está destinado a sujetos claramente individualizados, en este caso, al entonces Ministerio de Energía y Minería, ENARSA, y a los adquirentes de las centrales térmicas. Los actos administrativos de alcance particular pueden ser individuales, plurindividuales o plúrimos, según el grupo de destinatarios a los cuales se dirigen, todas cuestiones que el informe omite siquiera mencionar.

Así, tanto el acto plurindividual como el plúrimo están dirigidos a una cantidad claramente determinadas de personas, pero mientras en el primero la situación jurídica de cada sujeto no varía en relación con los demás y la propia



Administración, en el acto plúrimo cada destinatario del acto tiene una situación jurídica determinada frente a la Administración y a sus propios pares. De lo expuesto se concluye, entonces, que tanto el acto administrativo individual como el plurindividual y el plúrimo, tienen en común un contorno subjetivo cerrado, por cuanto los sujetos individualizados no pueden ser sustituidos por otros.

Los actos administrativos de alcance general normativo son aquellos que están dirigidos a una cantidad indeterminada o indeterminable de personas, sentando una norma y pretendiendo su inserción en el ordenamiento jurídico como fuente permanente de juridicidad. Es decir, innovan el ordenamiento jurídico. Autorizada doctrina ha caracterizado al reglamento “...como una declaración unilateral emitida por un órgano estatal, o un ente no estatal, en ejercicio de función administrativa, bajo un régimen jurídico exorbitante, productor de efectos jurídicos generales con vocación de permanencia”.<sup>7</sup> La producción de efectos jurídicos generales con vocación de permanencia es precisamente la característica distintiva que lo diferencia del acto administrativo de alcance particular.

En tal sentido, el Decreto 882/17 en su Artículo 6° dispuso: *“Instrúyese al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a impulsar las medidas necesarias para que INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA S.A. proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según corresponda, de: a. Los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica “Ensenada de Barragán” y “Brigadier López”, así como la transferencia del personal y contratos relacionados con dichas centrales. En el marco de dicha operación, deberán incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible...”*.

Como se observa, en modo alguno se trata de un Reglamento, sino de una instrucción al Ministerio allí indicado. Es decir, no se aprecian

<sup>7</sup> Comadira, Fernando Gabriel, “El reglamento administrativo. Concepto y diferencia con otras figuras”, RDA 2019-125, 951



las notas características del Reglamento, tal como hemos analizado precedentemente, todo lo cual, fue deliberadamente omitido por el "Informe de Auditoría", dando cuenta del sesgo con el que fue elaborado.

En resumen, las decisiones adoptadas en el marco del procedimiento de venta de las centrales responden al entendimiento de que la viabilidad financiera y operativa de la tarea encomendada es prioritaria para alcanzar los objetivos establecidos en el Decreto 882/17. El hecho de que los adquirentes hayan tenido dificultades para cerrar el ciclo a tiempo pone de manifiesto que las condiciones del mercado, en términos de financiamiento y costo de adquisición, no permitían un cumplimiento anterior.

Por lo tanto, la actuación del ex MINEM y ENARSA se enmarcó en un contexto de adaptación a las circunstancias económicas reales, buscando salvaguardar el interés público. Esto permitió evitar una carga financiera insostenible para los oferentes, que se hubiera traducido en un menor precio ofrecido por las Centrales Térmicas, contraviniendo los objetivos del Decreto.

Con relación a dichos objetivos, el "Informe de Auditoría" también omite ponderar entre ellos el cumplimiento del marco regulatorio eléctrico.

Como se ha expresado previamente, el Decreto tiene entre sus fundamentos volver a los principios rectores del marco regulatorio eléctrico, abandonados durante años de intervención y posicionamiento del Estado en roles que le eran reservados al sector privado. La Ley 24.065 establece los lineamientos fundamentales de la regulación del sistema eléctrico argentino, diferenciando claramente los roles del sector público y privado.

En su artículo 1, caracteriza como servicio público únicamente al transporte y distribución de electricidad, estableciendo que dichas actividades deben ser reguladas y controladas para asegurar el acceso universal, la calidad y la eficiencia en el suministro. En cambio, la actividad de generación de electricidad, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un



servicio público, es considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren su normal funcionamiento. Esto implica que la generación no es un servicio público, sino que está orientada a satisfacer el interés general mediante mecanismos de mercado, fomentando la participación privada y la competencia.

El Decreto, en línea con los principios de la ley, busca reducir la intervención del Estado en la generación, volviendo al esquema original del marco regulatorio, que promovía la separación entre los roles del Estado y los agentes privados, con el objetivo de fomentar la eficiencia, la competencia y la inversión en el sector eléctrico. De esta forma, el Decreto procura restablecer un entorno donde el Estado se enfoque en su rol regulador y de control, mientras que las actividades productivas, como la generación de energía, sean realizadas por el sector privado en un contexto de competencia y apertura.

4.2.3.	<p>La alteración de la posición contractual de IEASA a través de la Circular 10, fundada en cierta imprevisión a la hora de evaluar la vigencia de los avales del Tesoro, provocó un incremento en el riesgo a cargo la compañía.</p> <p>"...Dicha imprevisión tuvo como consecuencia una nueva alteración de las condiciones de los PBC aprobados por Resolución ex MINEM 289/18, para poder concluir las transferencias instruidas por el PEN con la consecuente asunción del riesgo de la nueva operación, por parte de IEASA.</p> <p>En definitiva, IEASA asumió el rol de acreedor final, manteniendo los términos y condiciones originales excepto por el aval del Tesoro Nacional, que debió ser reemplazado por garantías privadas. De esta manera se sostuvo el esquema de fideicomisos y la cesión de los derechos de cobro de CAMMESA, garantizando el repago de la deuda, ahora en favor de IEASA que cambió el objeto de la operación, puesto que dejó de percibir la liquidez y se convirtió en inversor del fideicomiso..."</p>
--------	--

La observación señala que la alteración de la posición contractual de ENARSA a través de la Circular 10, fundada en la falta de previsión respecto a la vigencia de los avales del Tesoro, generó un incremento del riesgo para la compañía. Sin embargo, no se presenta un análisis específico que permita concluir que dicha modificación implique efectivamente un mayor riesgo.



En primer lugar, se indica que, tal y como se detalla en el "Informe de Auditoría" la cuestión de los avales del Tesoro Nacional, fue una cuestión que generó diversas interpretaciones en el seno de la administración. Luego de las diversas opiniones, finalmente se concluyó que el Tesoro Nacional no podría avalar obligaciones (en este caso de pago) en cabeza de empresas privadas lo que implicó que debieran realizarse ciertos ajustes al esquema financiero originalmente previsto.

En segundo lugar, se señala que la modificación del aval del Tesoro Nacional por garantías privadas no necesariamente conlleva un aumento del riesgo para ENARSA. Aunque se reconoce que hubo un cambio en la naturaleza de las garantías, el hecho de que estas garantías privadas cumplan con las funciones del aval inicial sugiere que no existe un incremento del riesgo. La función principal de una garantía es respaldar el cumplimiento de la obligación y, en este caso, no se ha demostrado que las garantías privadas sean menos eficaces o más riesgosas que el aval del Tesoro. Adicionalmente, se encontraba estructurado un mecanismo de fideicomiso para garantizar los pagos.

La observación tampoco incluye un análisis comparativo entre la situación de ENARSA en uno y otro caso. Para poder determinar si el riesgo asumido por ENARSA aumentó, sería necesario realizar un análisis detallado de las características de cada una de las situaciones para que puedan ser comparables entre sí. En ausencia de este análisis, no puede afirmarse que el riesgo haya aumentado simplemente por el cambio de la posición de ENARSA, a menos que, confirmando el sesgo del "Informe de Auditoría" lo que se quiera decir es que -por definición- ninguna garantía privada es equiparable a un Aval del Tesoro Nacional, lo que contradice lo que nos enseña la Historia Económica, en el sentido de que el crédito se desarrolló y creció robustamente en virtud de transacciones entre comerciantes, sin garantías estatales.

Por último, es importante destacar que el cambio en el esquema financiero no alteró la capacidad de asegurar el repago de la deuda y que la operación se mantuvo en condiciones que permiten proteger adecuadamente los intereses



de ENARSA<sup>8</sup>. Adicionalmente, en virtud del cambio de roles entre ENARSA y el FGS, en donde ENARSA pasó a ser el acreedor de los títulos de deuda y el FGS registró el ingreso de los fondos líquidos producto de la venta, no representó perjuicio alguno para el Estado.

4.2.4.	Los cambios introducidos a los conceptos de "Monto Mínimo en Efectivo" y "Monto Ofrecido", determinaron la venta de las CT a un precio inferior al planificado.
	"...En los PBC se definen los conceptos de 'Monto Mínimo en Efectivo' como aquel que los Oferentes deberán comprometerse a abonar al contado a IEASA en el Sobre 2 de su Oferta Económica, equivalente al 85% de la Tasación, y el de 'Monto Ofrecido', que es 'la suma del Monto Mínimo en Efectivo más el Monto Variable, y constituye la contraprestación total a cargo del Adquirente por la transferencia del Fondo de Comercio y del inmueble objeto de la Licitación, el que no podrá ser inferior a la Tasación'. La Circular, disminuyó el "Monto Mínimo en Efectivo" al 75% de la Tasación, y en cuanto al concepto de "Monto Ofrecido", suprimió la indicación de que este no podría ser inferior al de la Tasación..."
	"...se decidió dejar de lado el valor del TTN como precio base y se estableció como nuevo precio base, el valor de la mayor oferta recibida en el primer llamado..."

Con relación al precio de venta, como ya lo hemos dicho – y reiterado, hasta el cansancio- cabe señalar lo siguiente: En Procesos Licitatorios Nacionales e Internacionales (como los que gobernaron la transferencia de las Centrales Térmicas) regidos por los Principios de Oposición -o Concurrencia-, Publicidad e igualdad (los que fueron escrupulosamente respetados) el precio de venta resulta del Proceso Licitatorio; no es fijado, de manera alguna, en los Pliegos.

La valuación del Tribunal de Tasaciones de la Nación fue ajustada en razón de (a) Los sobrecostos pagados por el Estado Nacional en la construcción de las Centrales Térmicas, que inficionaban la valuación del Tribunal de Tasaciones de la Nación y que el mercado no iba a reconocer; y (b) Las cambiantes condiciones económico-financieras del mercado en ese momento.

<sup>8</sup> Tan es así que los adjudicatarios de la Central Térmica Ensenada de Barragán abonaron regularmente la parte financiada del precio de compra hasta pagarlo íntegramente el 17 de diciembre de 2021 (antes del vencimiento del plazo pactado), y el adjudicatario de la Central Térmica Brigadier López también abonó regularmente la parte financiada del precio, habiéndolo abonado íntegramente a principios de abril de 2022 (también con anticipación a su vencimiento). Todo ello sin Avals del Tesoro Nacional.



Adicionalmente a las consideraciones efectuadas anteriormente con relación a la posibilidad de modificar el Pliego de Bases y Condiciones, y los objetivos de tales modificaciones, al igual que lo expresado en el punto 1.5) se señala que la modificación relativa a la disminución del "Monto Mínimo en Efectivo" al 75% de la Tasación y la eliminación de la restricción que impedía que el "Monto Ofrecido" fuera inferior a la Tasación, buscaron fomentar una mayor participación de oferentes en el proceso licitatorio, facilitando el acceso a un mayor número de propuestas y, en última instancia, promoviendo la competitividad en el mercado.

Es importante destacar que, en el contexto existente en aquel momento, una mayor flexibilidad en esos montos coadyuvaba a obtener una mayor atracción de inversores, lo cual es beneficioso para la transferencia de activos. Nótese que el propio informe reconoce la dificultad de atraer inversores dispuestos a ofertar por las centrales. En tal sentido, reconoce que en el caso de Central Térmica Ensenada de Barragán el llamado a ofertar fue declarado fracasado y hubo que desarrollar uno nuevo, en el cual se presentó solo un oferente.

Se volverá sobre este aspecto al contestar el punto 4.5.

4.3.	Las evaluaciones de las propuestas durante las licitaciones fueron realizadas por un tercero, lo cual no se encontraba previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC)
	"... Surge de ambos dictámenes que la Comisión (evaluadora) fundó sus recomendaciones en lo indicado por el estudio de abogados, aunque se refiera a las atribuciones previstas en el artículo 24 del PBC de ambas licitaciones. Es decir, IEASA tercerizó la función de evaluar las ofertas económicas sin que dicha facultad se encuentre prevista en los PBC, aprobados por el ex MINEM, contraviniendo de esta manera el carácter objetivo e irrenunciable de la competencia asignada..."
	"...La tercerización fue realizada a un estudio jurídico que, según constatación realizada por la Auditoría el día 12/08/24, contaba entre sus clientes a las empresas adjudicatarias de la venta de la CTEB..."

Con relación esta observación, además de lo anteriormente expresado en la sección 1.4) el "Informe de Auditoría" incurre en graves contradicciones al señalar en una primera medida que: "...De la lectura de los Informes de la Comisión



*Evaluadora sobre las ofertas económicas del 15/02/09 presentadas para ambos procesos licitatorios, se verificó la remisión a un Memorandum de la misma fecha emitido por un estudio jurídico ajeno a IEASA..." para luego indicar que "...IEASA tercerizó la función de evaluar las ofertas económicas sin que dicha facultadas sen encuentre prevista en los PBC, aprobados por el ex MINEM, contraviniendo de esta manera el carácter objetivo e irrenunciable de la competencia asignada."*

El "Informe de Auditoría" reconoce la emisión del informe por parte de la Comisión Evaluadora, en ejercicio pleno de las responsabilidades establecidas en el PBC, pero al mismo tiempo indica que dicha comisión tercerizó su función y renunció a su competencia. Sin perjuicio que esta contradicción alcanza para invalidar la observación en cuestión, se señala que no es cierto que la Comisión renunció a sus competencias. Como se dijo, emitió sus informes, es decir, realizó la función para la que fue constituida. Lo hizo con la asistencia jurídica de un estudio, lo que no sólo no se encontraba prohibido en el PBC sino que constituyó una instancia adicional de revisión y análisis.

El informe en responde no indica el perjuicio concreto que esta asistencia tuvo en el devenir del proceso, ni aborda en qué consistió la asistencia, ni las conclusiones allí arribadas, limitándose únicamente a mencionar que, de acuerdo con la constatación realizada el 12/08/24 (más de 5 años desde producida la venta), el estudio jurídico contaba entre sus clientes a las empresas adjudicatarias de CTEB. Sin embargo, omite dar detalles sobre dicha constatación, tales como: de que forma se hizo, o desde cuando son clientes, o que otros clientes del sector tiene, o sobre qué temas asesora a esos clientes. Pero, la falta de rigor técnico es más evidente aún, cuando no aborda de que forma eso impactó en las conclusiones de la asistencia que brindó el estudio jurídico ni en el informe realizado por la Comisión Evaluadora.

4.4.	La conveniencia de la inversión del producido de la venta en el financiamiento de las centrales no fue justificada, sino subsidiariamente al fin de mejorar el precio de venta. Su costo no fue cuantificado y no se encontró evidencia respecto de su razonabilidad en relación con los precios ofertados.
------	---



	<p>"...IEASA sustituyó el esquema de garantía, mediante el rescate sin extinción de los títulos de deuda, reemplazando al FGS como su tenedor y beneficiario (acreedor). IEASA, como parte vendedora de las centrales, fue reemplazada por las partes compradoras como los nuevos fiduciarios (deudor).</p> <p>Para ello, debió destinar el valor en efectivo de la venta para rescatar los valores de deuda, lo que significó una inversión financiera, subsidiarla al proceso licitatorio, que no fue originalmente prevista y que requería una evaluación adicional respecto a cómo ésta permitiría a IEASA obtener un mejor resultado de la venta, al asumir un nuevo rol y un riesgo no contemplado inicialmente en el proceso licitatorio, ni en las directrices de la venta..."</p>
	<p>"...En conclusión, las modificaciones al esquema financiero ya en diciembre de 2018, debían ser considerados en el contexto de la obtención de un mejoramiento del precio a ofertar por las centrales, y no como una inversión financiera aislada, entendiéndose que la propia Dirección de Administración de Finanzas de IEASA señalaba, en ese momento, la existencia en el mercado de activos financieros de mayor rendimiento, emitidos por el propio Tesoro para financiar sus gastos..."</p>
	<p>A partir de la comunicación entre IEASA y la SGE, los documentos que registraron las decisiones del Directorio y de los accionistas, y en particular por la negativa a refinanciar la deuda de la CTBL en los mismos términos que la CTEB, se evidenció que el financiamiento otorgado no generó un beneficio, dadas las condiciones de mercado, sino un costo para asegurar la venta, y un riesgo no previsto originalmente en el proceso licitatorio para IEASA.</p>

Con relación a los hallazgos descriptos en este apartado se menciona que carecen de sustento técnico, ya que no se aporta un análisis detallado ni evidencia sobre cómo la inversión afectó negativamente el proceso o las finanzas involucradas. La afirmación sobre la falta de cuantificación es genérica y no ofrece parámetros concretos que permitan evaluar la razonabilidad de las observaciones formuladas.

Además, es importante señalar que el propio "Informe de Auditoría" reconoce que, a medida que avanzaba el proceso licitatorio, el contexto macroeconómico se deterioraba, indicando textualmente que: "...el proceso licitatorio de CTEB, a medida que avanzó en el tiempo sin una adjudicación, enfrentó un contexto macroeconómico más volátil, de mayor incertidumbre, con encarecimiento del financiamiento...". Este reconocimiento refuerza que las medidas tomadas estuvieron dirigidas a asegurar la competitividad del proceso y el éxito del mismo, priorizando una mayor concurrencia de ofertas para obtener mejores resultados en un entorno cada vez más complejo.



Del mismo modo, y con relación a la modificación del esquema de garantías el informe omite una evaluación técnica adecuada de los riesgos financieros y/u oportunidades que surgieron a partir de ello. No se menciona de manera concreta qué perjuicio se habría generado por la sustitución del FGS como acreedor, ni se analizan los impactos reales de este cambio sobre las finanzas de ENARSA. Además, como señalamos, no se considera el contexto macroeconómico adverso reconocido en el informe, que justifica la adopción de medidas para mitigar riesgos y garantizar el éxito del proceso de venta en condiciones más favorables.

A su vez, la observación no establece de forma concreta cómo las modificaciones a las que refieren sobre el esquema financiero afectaron negativamente el proceso de venta. La referencia a la existencia de activos financieros de mayor rendimiento no tiene relación directa con el proceso de venta de las centrales térmicas, y no se ofrece un análisis comparativo que demuestre que la decisión tomada fue perjudicial para ENARSA.

En resumen, las observaciones presentadas adolecen de rigor técnico al emitir juicios sin un análisis detallado del contexto macroeconómico y de las decisiones adoptadas. No se menciona ningún perjuicio concreto ni cuantificable que permita concluir que las acciones llevadas a cabo en el marco del procedimiento en análisis afectaron negativamente el proceso de venta de las centrales térmicas. De hecho, el propio "Informe de Auditoría" reconoce el deterioro del contexto macroeconómico, lo que justifica plenamente las medidas adoptadas para priorizar el éxito del proceso licitatorio, asegurando una mayor concurrencia de ofertas y mejores resultados.

4.5.	Las Centrales Térmicas fueron vendidas a un precio inferior (20% CTBL y 25% CTGB) al valor patrimonial calculado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación. "...La sala del Tribunal analizó dicha valuación y propuso correcciones, expuso las desventajas de su aplicación y desaconsejó su utilización ante, en su opinión, la idoneidad de la metodología desarrollada en su análisis. Incluyó el valor residual de las centrales, modificó la tasa de descuento y recalculó el Valor Actual Neto del Flujo de Fondos, acercando los valores estimados mediante esa metodología a los calculados mediante la valuación patrimonial de las Centrales..."
------	---



	<p>“...Al momento de apertura de las ofertas para el segundo llamado, se recibió una sola oferta conjunta de Pampa Cogeneración S.A. e YPF S.A., por el mismo valor económico ofertado por YPF en el proceso previo. Dicha oferta fue calificada admisible y resultó adjudicada. El valor de adjudicación ascendió a los USD 229,43 millones, que representó: i) un monto ofrecido inferior a la oferta económica recibida en el llamado previo y, ii) alrededor de USD 76,48 millones en detrimento del valor patrimonial tasado para la Central (25% menos).”</p>
	<p>“...Un factor adicional para evaluar el resultado del proceso de venta, es que los informes del Tribunal, tomaron en cuenta las deudas informadas de las centrales, con fecha a marzo de 2018. En el lapso entre ese momento y la adjudicación, el esquema de fideicomisos financieros, todavía bajo responsabilidad de resago de IEASA, continuaron amortizando capital adeudado durante el proceso licitatorio y, en consecuencia, redujeron el valor adeudado para cada Central...”</p>

Una vez más debemos remitirnos, en homenaje a la brevedad, a lo que ya hemos dicho -y reiterado- en el sentido de que el precio de venta es fijado por el mercado, no se establece en los Pliegos.

Específicamente señalamos aquí que, adicionalmente a lo expuesto en el punto 1.5) el “Informe de Auditoría” realiza una comparación sesgada respecto del valor de venta de las centrales y el proyectado a obtener en función de los distintos métodos de valuación de los activos, sobre los cuales nos hemos expedido en el punto 3.2.2 al cual remitimos en honor a la brevedad.

Si se toma en cuenta la valuación realizada por el método flujo de fondos presentada por ENARSA de \$180,5MM en el caso de CTBL y \$270,8MM en el caso de CTEB, la diferencia con el valor de adjudicación (\$165,43MM -CTBL- y \$229,43MM -CTEB- ) es del orden de 8,35% y del 15,27% respectivamente.

Adicionalmente, el “Informe de Auditoría” soslaya el contexto existente en ese momento. Como hemos referido en el punto 4.2.1 y 4.2.4, el procedimiento de venta de las centrales, sus objetivos y resultados que debe ser analizado teniendo en cuenta el estado del sector energético en ese momento, los actores del mercado, las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores del mercado y el contexto económico en general. Todas cuestiones que el informe deliberadamente omite considerar, dando cuenta de su falta de rigurosidad técnica.

Nótese que a lo largo del informe se reconoce la dificultad de atraer inversores dispuestos a ofertar por las centrales. Este sólo reconocimiento es



prueba fundamental de que el método de valuación propuesto por el TTN es cuanto menos insuficiente, al no considerar que los activos están intrínsecamente asociados a un negocio que se desarrolla en un contexto, económico y financiero que debe ser considerado.

Esa dificultad se encuentra corroborada por la participación de tres oferentes en ambos procesos. Es decir, solo a partir de las medidas que se tomaron para alentar la presentación de ofertas se consiguió generar algo de interés en el mercado, pero el contexto económico imperante en dicho momento fue determinante en el interés del negocio.

Finalmente, con relación al plazo transcurrido entre la valuación efectuada por el TTN y la efectiva adjudicación de las centrales, si bien es cierto que se continuó amortizando capital adeudado durante el proceso licitatorio, y consecuentemente, reduciéndose la deuda de cada central, es normal y habitual en este tipo de procesos establecer una fecha de corte que permita realizar una valuación sobre parámetros determinados (aunque estos sean dinámicos). Mas aún, otros aspectos de las centrales también deben considerarse afectados por el paso del tiempo, tales como, la vida útil de las instalaciones, ingresos percibidos durante ese periodo, plazo remanente de vigencia de los contratos, etc.

En resumen, el *"Informe de Auditoría"* presenta una clara falta de rigor técnico y un marcado sesgo en sus apreciaciones, lo que imposibilita otorgarle la validez requerida en un análisis de tal envergadura. Cada observación, y esta en particular, se sustenta en análisis parciales que omiten una explicación exhaustiva del contexto en el que se llevó a cabo el proceso de venta instruido por el Decreto 882/17. Este proceso no puede entenderse sin tener en cuenta las circunstancias económicas y regulatorias que motivaron las acciones adoptadas, las cuales fueron diseñadas no solo para cumplir con los objetivos establecidos, sino también para adaptarse a un entorno dinámico y de alta complejidad.

Lejos de la interpretación limitada que intenta presentar el *"Informe de Auditoría"*, las medidas impulsadas para fomentar la concurrencia a los



procesos licitatorios no solo contribuyeron de manera efectiva a alcanzar el objetivo de maximizar la participación, sino que fueron esenciales para el desarrollo del proceso. En un escenario donde la competencia por los activos era limitada y los riesgos financieros eran elevados, dichas medidas resultaron determinantes para generar interés y promover la participación de un mayor número de actores. De no haberse adoptado estas medidas, la concurrencia a los procesos hubiera sido aún más reducida, con el consecuente riesgo de desvirtuar los principios de competencia y transparencia que rigen los procedimientos licitatorios.

En este sentido, es importante destacar que el éxito de un proceso licitatorio no puede ser medido exclusivamente en términos de resultados financieros inmediatos, sino en función de su capacidad para cumplir los objetivos públicos establecidos, entre los cuales se encontraba volver a los principios del marco regulatorio eléctrico (ver punto 3.1.3.4.), asegurar la mayor concurrencia posible y fomentar una competencia real y efectiva. Las medidas adoptadas estuvieron alineadas con este propósito y, por tanto, resultaron no solo apropiadas, sino indispensables para asegurar un proceso competitivo y transparente.

4.6.	La venta de las Centrales no logró efectividad en la concreción de los cidos combinados, en tanto no se realizaron en el menor tiempo posible, según lo instruido por el Decreto 882/17.
	"...En conclusión, el desarrollo de las centrales sufrió: i) la paralización de las obras bajo gestión de IEASA, ii) inacción por parte de la IEASA en el período entre la rescisión y el proceso de venta, iii) demoras en el proceso licitatorio de venta y iv) retrasos posteriores a la venta sin un dispositivo sancionatorio efectivo..."

Con relación a este punto se destaca que ENARSA cumplió con el mandato conferido en cada una de las instrucciones recibidas por parte de la autoridad de aplicación y accionista de la compañía.

En tal sentido, el propio informe reconoce que con las obras paralizadas desde 2015, el ex MINEM solicitó a ENARSA adoptar las medidas conducentes para asegurar la finalización y puesta en servicio de las obras pudiendo para



ello rescindir contratos. Posteriormente, en el año 2017 el Decreto 882/17 instruyó la venta de las centrales.

El "Informe de Auditoría" omite explicar las causas por las cuales las obras relacionadas a las centrales estaban paralizadas desde 2015. Tampoco refiere los actos que hubiesen sido necesarios para que se reanuden. Adicionalmente atribuye una inacción por parte de ENARSA entre el período de rescisión de los contratos de obra y el proceso de venta, sin aclarar como llega a esa conclusión. También señala una serie de demoras en el proceso licitatorio de venta pero, nuevamente, sin indicar concretamente a que se deben. Enuncia a modo de conclusión, consideraciones alejadas de todo sustento fáctico que restan validez al informe en análisis.

4.6.1.	La Central Térmica Brigadier López (CTBL), no cerró su ciclo combinado. "De acuerdo al criterio del PBC original, la fecha de cierre de las obras debería haber ocurrido en un plazo de 14 meses a partir de la transferencia de la central a su adquirente, por lo cual, si se proyecta el plazo mencionado, a partir de la fecha efectiva de transferencia de la central a la parte compradora Central Puerto S.A., fechada el 14/06/19, el plazo para las obras habría concluido el 14/08/20. Como fuera mencionado en el hallazgo 4.2.2, dicha condición fue retirada de la licitación mediante la Circular 1, en contradicción con la instrucción del Decreto 882/17 y el objetivo de la venta de las centrales con el cierre de ciclo en el menor tiempo posible."
--------	--

Adicionalmente a lo expuesto en la sección "I – Consideraciones Generales" de la presente se señala que, en este punto el "Informe de Auditoría" evidencia el sesgo con el que fue elaborado, al utilizar un enfoque metodológico inadecuado para evaluar el proceso. El informe pretende basarse en un pliego que no estaba vigente en el momento de la licitación para realizar una comparación de los resultados, lo cual resulta incorrecto y metodológicamente inconsistente. Ello sin mencionar que el "Informe de Auditoría" omite considerar el impacto de la Pandemia CoVID-19 y la consecuente Cuarentena.

Lo adecuado y riguroso habría sido emplear como referencia el pliego efectivamente aplicado durante el proceso de venta, ya que este



contenía las disposiciones y condiciones que fueran tenidas en cuenta por todos los participantes, y merituar el impacto de la Pandemia CoViD-19 y de la Cuarentena.

Al utilizar un pliego *implicable*, el informe distorsiona la realidad del proceso evaluado y genera conclusiones que no reflejan fielmente la estructura y los objetivos de la licitación. El análisis debería haber considerado las reglas bajo las cuales se desarrolló efectivamente el procedimiento, ya que estas fueron diseñadas para adaptarse a las condiciones específicas del mercado y las políticas energéticas vigentes en ese momento. Cualquier comparación que omita este marco normativo no solo es imprecisa, sino que también ignora el contexto jurídico y económico en el que se tomó la decisión.

Este tipo de omisiones metodológicas comprometen la validez de las conclusiones del informe y desvirtúan su capacidad de ofrecer un análisis imparcial y técnicamente adecuado. Por lo tanto, resulta imperioso subrayar que cualquier evaluación seria y objetiva del proceso de venta debe basarse en el pliego vigente que rigió el procedimiento, y no en normas o condiciones que no fueron aplicables al caso.

Adicionalmente, el informe carece de detalles esenciales sobre el estado de avance de las obras de cierre de ciclo de CTBL y no proporciona explicación alguna sobre las causas de dicha situación. Además, omite un análisis crítico del impacto que la falta de finalización del ciclo combinado podría tener para el adquirente, especialmente en términos de la rentabilidad de la operación. La ausencia de este tipo de evaluación es particularmente relevante, ya que la no culminación del ciclo no solo afecta el rendimiento operativo de la central, sino que también incide directamente en los flujos de ingresos proyectados.

Finalmente, el informe hace referencia a una supuesta demora en el cierre de ciclo de la CTBL, cuando en realidad el pliego no establecía una fecha precisa para la habilitación comercial de la turbina de vapor. Fue mediante la Circular N° 1/2018 que se modificó el capítulo IV del PBC, eliminando cualquier obligación de cumplir con una fecha específica para dicha habilitación. En consecuencia,



los días de "demora" mencionados en el "Informe de Auditoría" no pueden considerarse como tales. Este señalamiento revela, una vez más, el sesgo con el que se realizó el informe, al fundamentar sus observaciones en una supuesta infracción que nunca existió.

Adicionalmente, omite considerar que una exigencia mayor al oferente en cuanto a plazos más reducido de inversión para cerrar el ciclo, desde un análisis económico, hubiera impactado en la oferta, reduciendo el precio ofrecido.

4.7.	La operación de las Centrales Térmicas a ciclo abierto, implicó un régimen de producción menos eficiente y más contaminante que el esperable de un ciclo combinado.
	"...En su opinión técnica, CAMMESA contestó a esta Auditoría que las máquinas térmicas más eficientes dentro del parque generador térmico, son los ciclos combinados cuyo CESP se ubica en un rango entre 1600 y 1800 kcal/kWh. Se constató mediante la información disponible del M&M, que los ciclos combinados entre 2021 y 2022, exhibieron un consumo específico medio, contando la energía producida mediante GN y GO, del orden de 1700 a 1750 kcal/kWh..."
	"...El sostenimiento de las centrales bajo ese régimen de producción, representó una pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica, y un desvío respecto de los impactos esperados de la transferencia de las centrales..."

Con relación a este punto, el "Informe de Auditoría" presenta una conclusión supuestamente realizada por CAMMESA mediante Nota B-173939-1, la cual no acompaña, en la que se indica que "...las máquinas térmicas más eficientes dentro del parque generador térmico, son los ciclos combinados cuyo CESP se ubica en un rango entre 1600 y 1800 kcal/kWh...". Sin embargo, omite considerar que dicha conclusión, genérica respecto de las distintas centrales eléctricas, no analiza el caso particular de CTBL y CTEB. No existe en análisis particular sobre las diferencias entre las centrales objeto de análisis y su comparación con el resto del parque generador, ni con las centrales de ciclo abierto ni con las de ciclo combinado. El informe, toma una conclusión general y teórica de CAMMESA y la presenta como aplicable al caso particular, sin siquiera relevar los datos concretos de ambas centrales.

Omite considerar qué tipo de ciclos combinados son los más eficientes dentro de las distintas variables, cuáles hubiesen sido los regímenes de eficiencia con el cierre de ciclo de CTBL y CTEB, e incluso, cual es el CESP de CTEB



a partir del cierre de ciclo de dicha central. Todos datos relevantes a efectos de evaluar detalladamente el impacto del mencionado cierre de ciclo.

Nótese que incluso el informe reconoce que se constató que los ciclos combinados del sistema exhibieron un consumo específico medio, contando la energía producida mediante Gas Natural y Gas Oil, del orden de 1700 a 1750 kcal/kWh, sólo entre los años 2021 y 2022. Es decir, deliberadamente omite considerar los demás años del período auditado, 2017, 2018, 2019 y 2020. Es así, como el informe evidencia la falta de rigor metodológico y el sesgo en su elaboración.

Adicionalmente, el "informe de Auditoría" vuelve a confundir los objetivos de la transferencia de las centrales. Intenta presentar como objetivo de dicha transferencia sólo la eficiencia en la generación de energía eléctrica, y agrega que ese objetivo fue planteado en un contexto de escasez de gas natural local y en el marco de una serie de políticas nacionales concurrentes destinadas a llevar a cabo una racionalización de la producción y del consumo de energía, citando al programa Renovar como ejemplo.

Ahora bien, como se cijo previamente, el objetivo de la transferencia de las centrales fue, en resumidas cuentas, comenzar a regularizar el normal funcionamiento de la industria de generación de energía eléctrica, fomentando el ingreso de capitales privados que promoviesen la competitividad en el sector. Es decir, volver a los principios establecidos por el marco regulatorio eléctrico.

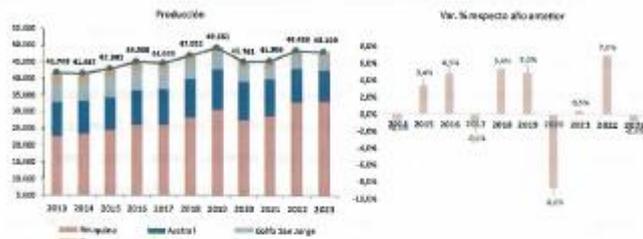
Tampoco surgen del informe, las razones que justifican la afirmación de un contexto de escasez de gas natural. De los fundamentos del Decreto N° 882/2017 no surge, como pretende inducir el "Informe de Auditoría", un contexto de escasez de gas natural local. El informe tampoco presenta un análisis de la producción de gas existente en ese momento ni explica de que forma llega a semejante conclusión.

Al respecto, el Instituto Argentino de Energía Gral. Mosconi, en su informe anual 2023 sobre la producción de hidrocarburos en Argentina



(se adjunta) presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2013 y 2023 que se agrega a continuación.

Gráfico N° 3.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de m3 y variación a.a.



Fuente: IAE en base a SE

Como puede verse, en el año 2017 se observa una reducción marginal (0,8%) respecto a 2016 y luego, en los años 2018 y 2019, un repunte del 5,4% y 5% respectivamente. En conclusión, en los años 2018 y 2019 la producción de Gas Natural aumentó considerablemente.

Lo expuesto, es a su vez corroborador por la Secretaría de Gobierno de Energía en el Balance de Gestión de Energía 2016-2019 (se adjunta) que indica "Al mes de octubre de 2019, la producción de gas natural acumula 23 meses de crecimiento interanual ininterrumpido, y es la mayor de los últimos 11 años...", evidenciando la falaz conclusión del "Informe de Auditoría".

Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" refiere a una serie de políticas p energéticas nacionales concurrentes, destinadas a llevar a cabo una racionalización de la producción y consumo de energía. Una vez más, el informe confunde los objetivos de las distintas políticas en materia energética. Las políticas nacionales de ese momento estaban orientadas a racionalizar el consumo, no la producción. Es decir, la racionalización estaba dirigida a la demanda de energía eléctrica a la sazón potenciada por un régimen demencial de subsidios energéticos, y no a la oferta.

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



Del lado de la oferta, a grandes rasgos, las políticas energéticas estaban orientadas a la aplicación de los principios establecidos en los marcos regulatorios, a la reducción del déficit de la balanza energética y a la diversificación de la matriz energética nacional.

Así, entre los fundamentos de la Resolución 71/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería que inició el Programa Renovar, se menciona que " ... la expansión del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica —como finalidad principal del Régimen de Fomento— tiene consecuencias favorables para el país ya que implica, entre otras, una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción tanto del consumo de combustibles tipo fósil como de la emisión de gases de efecto invernadero y la contribución a la mitigación del cambio climático."

En resumen, ni había un contexto de escases de gas natural, ni el programa Renovar estaba destinado a racionalizar la producción de energía. El "Informe de Auditoría" confunde los objetivos previstos en el Decreto 882/17 que instruyó la venta de las centrales y carece de los datos mínimos requeridos para un análisis metodológicamente correcto sobre la producción de energía de ambas centrales y el impacto que el cierre del ciclo hubiese tenido en cada una de ellas y en el sistema en general.

Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" desliza que la producción de energía de las centrales de ciclo abierto fue "más contaminante". Soslayando el hecho de que no realiza un solo análisis ni aporta un solo dato concreto con relación a los efluentes de cada central, tampoco realiza una comparación de ambos supuestos y las horas despachadas de cada máquina de forma tal de determinar el volumen concreto de efluentes contaminantes. Tendenciosamente omite señalar que los valores absolutos de efluentes contaminantes son idénticos tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado.



4.8.	La energía producida por las centrales fue más costosa que la aportada por generadores térmicos de Ciclos Combinados. *...Complementariamente, ante el requerimiento de la Auditoría, CAMMESA señaló que los ciclos combinados con un CESP entre 1600/1800 kcal/kWh, durante el período auditado, tuvieron asociado un CVP menor a 45 US\$/MWh en promedio. Mientras que las unidades TG - ciclo abierto - con un CESP mayor, cercano a 2.300 kcal/kWh, obtuvieron un CVP cercano a 55 US\$/MWh...* *...En consecuencia, basado en la opinión técnica del administrador del mercado eléctrico, el efecto en términos económicos fue de un CVP en exceso de aproximadamente 10 US\$ por MWh...* *...debe destacarse que los usuarios de la energía no se beneficiaron de la venta de las centrales ni de los objetivos previstos en el proceso licitatorio, es decir, del desarrollo de las centrales térmicas, ni percibieron la mejora de su régimen de producción y de la energía eléctrica menos costosa...*
------	--

El Costo Variable de Producción (CVP) se compone del Costo de Operación y Mantenimiento (OyM) y del costo de combustible (CVC). El OyM es un valor específico de cada central, ya que incluye su estructura salarial, contrato de mantenimiento y otros gastos e inversiones, lo que lo convierte en un parámetro particular y no representativo para realizar comparaciones generales.

En cuanto al costo del combustible (CVC), durante parte del período analizado (2018-2019), cada central al tener la capacidad de gestionar y adquirir su propio combustible, por lo que el CVC dependía de la eficiencia en la gestión de cada central. En los casos en que CAMMESA asignaba el combustible, como el gas, el costo podía variar entre centrales dependiendo de la cuenca de suministro.

En resumen, el CVP es un valor que presenta variabilidad y depende tanto de las condiciones específicas de cada central como de factores externos como la fuente de combustible.

Nuevamente, el informe realiza una consideración general y no analiza el caso específico de las centrales CTBL y CTEB, ni una comparación detallada entre estas centrales y otras del parque generador. En su lugar, utiliza una conclusión teórica de CAMMESA y la aplica sin relevar los datos específicos de ambas centrales.



Finalmente, el “Informe de Auditoría” indica que los usuarios no se beneficiaron de la venta de las centrales. Sin perjuicio de destacar, que el informe no señala en que radica esa “falta de beneficio” ni los antecedentes que permiten arribar a tal conclusión, se advierte que tampoco invoca algún perjuicio.

Como se dijo reiteradas veces, el objetivo del proceso de venta no se encontraba focalizado en el retorno al esquema original del marco regulatorio, que promovía la separación entre los roles del Estado y los agentes privados, con el objetivo de fomentar la eficiencia, la competencia y la inversión en el sector eléctrico. No tenía como finalidad principal el cierre de ciclo de las Centrales Térmicas.

4.9.	Durante el período auditado, debido a la falta de desarrollo de las centrales, se redujo entre 70% y 88% la cantidad de energía que aportaron al mercado eléctrico.
	*...Durante el período auditado las centrales en lugar de incrementar su producción, es decir, aportar una mayor cantidad de energía (GWh), redujeron su cuota entre 2018 y 2021.*
	*...Las causas de esta caída en el despacho de las centrales obedecen a i) una mejora de las condiciones de oferta de la generación disponible, ii) la incorporación de nueva oferta de generación renovable. Esto provocó una pérdida de competitividad relativa entre CTBL y CTEB que funcionaron durante el período en base a sus IG, en vez de integrar las mismas a un ciclo combinado, como fuese previsto desde su concepción, y en los objetivos del proceso de venta...*
	*...El efecto de un menor nivel de despacho, es decir, que la potencia instalada tenga un menor factor de uso, fue que la energía producida disminuyó respecto a los niveles observados en los años previos. Entre 2013 y 2017, las centrales generaron 1.874 GWh (CTEB) y 770 (CTBL) GWh anuales, en promedio...*

En este punto, el “Informe de Auditoría” omite palmariamente un actor clave en el análisis de energía aportada, que es justamente la demanda.

No hay en todo el informe una sola referencia a los valores de demanda para cada período. Nótese que, dada la imposibilidad de almacenar energía eléctrica en gran escala, el sistema tiene que estar en permanente equilibrio y, por ello, la generación de energía depende de una demanda que la requiera. Así, la omisión de un factor tan importante da por tierra el análisis realizado.



Efectuando un análisis con la mínima seriedad requerida y contemplando el % de variación de demanda a lo largo de los años, se puede observar que la demanda interanual del sistema cayó desde el 2015 y recién recupera en 2021 período de baja demanda, lo que coincide con la baja en la participación de mercado de las centrales.

A continuación, se expone un gráfico con la curva de demanda para el periodo 2006 a 2023 elaborado a partir de datos obtenidos de la web de CAMMESA.



A su vez, en el periodo auditado se observa un incremento sustancial del parque de generación renovable, el cual, de acuerdo con lo establecido en los propios contratos tenían prioridad de despacho en la generación de energía. Es decir, independientemente de los costos y eficiencia el parque renovable, al igual que la energía nuclear y la hidroelectricidad de >50MW, son despachados con anterioridad a la generación térmica. Así, este incremento de la oferta de generación de fuentes renovables trae aparejado un menor despacho del parque térmico. Todas estas cuestiones fueron



omitidas en el análisis efectuado en el "Informe de Auditoría" por lo que su valor técnico y objetivo se encuentra severamente disminuido.

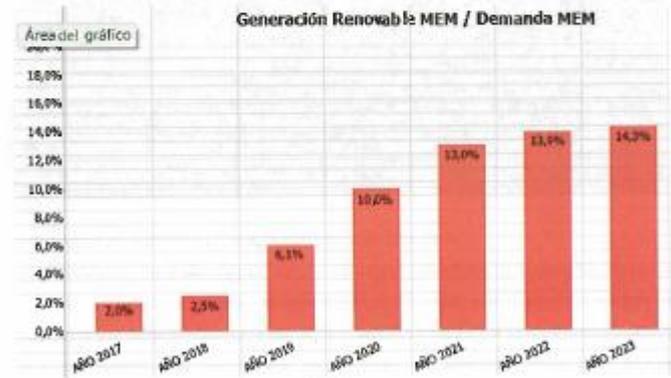
Seguidamente se muestra una tabla que expresa la cantidad de energía generada por el parque renovable para los años del periodo auditado.

Fuente de Energía (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BICHASA	20,2	201,7	201,7	421,0	700	763,7	721,1
EL VALLE	17,9	140,1	139,2	430,9	623,8	834,9	1.419,4
HDFQ - 250MW	1.030,9	1.432,4	1.407,15	1.256,2	1.370	1.399,3	1.361,4
SOLO	8,4	306,1	291,60	1.144,3	2.388	1.328,3	1.759,5
TECUMÁN	14,1	185,3	201,82	261,1	273,3	477,4	421,1
Total MW	2.090,5	2.332,7	2.342	4.212,0	10.439,7	11.744,2	13.682,2

\*Fuente: <https://cammesweb.cammesa.com/renovables/>

Como puede verse, el crecimiento de la incidencia del parque renovable es constante, siendo exponencial en el año 2019.

Véase en el siguiente gráfico como se modifica la incidencia de la generación de energía de fuentes renovables en la demanda.



\*Fuente: <https://cammesweb.cammesa.com/renovables/>



Como se observa, mientras que en año 2017 el aporte de las energías renovables era solo del 2% de la demanda, a partir del año 2019 crece notablemente alcanzando un 14,3% en el año 2023. puede verse presenta un si tenemos en cuenta La AGN omite considerar a la demanda y como se vio afectada por la pandemia. Tampoco considera todo el periodo auditado sino arbitrariamente unos años.

Reiteramos que las energías renovables, por la prioridad de despacho asignada en sus contratos, desplazan otro tipo de generación.

En resumen, el "Informe de Auditoría" no sólo omite contemplar el comportamiento de la demanda a lo largo del periodo presentado, sino que tampoco refiere a la prioridad de despacho contractual con la que cuenta el parque renovable que desplaza, por dicha prioridad, a las fuentes de generación térmica.

4.9.1	Se constataron déficits en el aporte de energía de las centrales al comparar lo producido efectivamente contra: i) la proyección de su producción en la valuación de IEASA y ii) el régimen observado del ciclo combinado de CTB y CTBL fuera del período auditado
	"...De acuerdo a la proyección de IEASA, CTB alcanzaría una generación anual cercana a los 5.860 GWh anuales en el año 2021, mientras que CTBL llegaría a un nivel de 2.930 GWh, ya en el año 2020 (línea gris). Por el contrario, como fuese mencionado en el hallazgo previo, ambas centrales redujeron su producción entre 2018 y 2021, generando en 2022 cuotas anuales de 948 y 153 GWh respectivamente (línea negra), como se observa en el siguiente gráfico. Se deduce de las curvas, que IEASA proyectaba un proceso licitatorio expeditivo y un temprano cierre de los ciclos combinados: segundo semestre de 2020 para CTB y finales de 2019 para CTBL..."

En relación a este punto, y tal como señalamos anteriormente, el despacho de una central térmica no está determinado únicamente por su Costo Variable de Producción (CVP), sino que puede verse afectado por diversas variables exógenas que influyen en la operación de todo el sistema eléctrico. Entre estos factores destacan la fluctuación de la demanda eléctrica, la entrada en funcionamiento de tecnologías de generación más económicas, como las energías renovables, hidroeléctricas y nucleares, y la prioridad que se otorga a dichas fuentes en el despacho por sus menores costos operativos y su carácter no dependiente de combustibles fósiles.



Durante el período auditado 2017-2022, la participación de las energías renovables, especialmente la eólica y la solar, creció significativamente, lo que desplazó parte de la generación térmica, ya que estas fuentes, como señalamos, tienen prioridad en el despacho establecida en sus contratos.

En consecuencia, la reducción en la participación de las centrales térmicas entre 2017 y 2022 no puede ser atribuida únicamente a factores internos, como su CVP, sino que debe analizarse en el contexto de la evolución del mix energético y las políticas de fomento a las energías renovables y limpias, las cuales tuvieron un impacto directo en la participación de las centrales térmicas en el despacho.

Además, es importante considerar que las variaciones en la demanda eléctrica y el comportamiento estacional también influyen en la utilización de la generación térmica. En años con mayor disponibilidad de recursos renovables o hidroeléctricos, la demanda de centrales térmicas tiende a reducirse, como ocurrió en este período. Por lo tanto, cualquier análisis sobre la disminución de la participación de una central térmica debe contemplar estas variables externas que afectan el comportamiento general del sistema eléctrico.

Nada de esto es abordado por el "Informe de Auditoría".

6	Recomendaciones...
---	--------------------

En relación con las Recomendaciones brindadas, en un todo conforme a lo sostenido en la presente, y en particular en los puntos 4.1.; 4.2; 4.4; 4.5; 4.6; 4.7; 4.8; 4.9, es menester señalar que las mismas carecen de fundamento, siendo así meras declamaciones inconsistentes que no reflejan la realidad de lo acontecido ni se corresponden con las normativas aplicables al caso. No sólo se advierte una falta de precisión en su formulación, sino que además evidencian una comprensión deficiente del marco legal y técnico bajo el cual se desarrolló el procedimiento auditado.



En este sentido, es importante recalcar que las recomendaciones efectuadas no resultan aplicables al proceso en análisis, ya que no tienen en cuenta las particularidades del mismo y omiten aspectos cruciales, tales como los lineamientos normativos y procedimentales observados en todas las etapas. Asimismo, no se ofrece una crítica concreta ni se puntualiza una deficiencia determinada en el procedimiento, sino que las observaciones se limitan a realizar consideraciones y postulados generales sin un respaldo técnico apropiado, lo que debilita su validez y pertinencia.

Adicionalmente, cabe aclarar que las recomendaciones parten de un supuesto inexacto, a saber, el supuesto incumplimiento o la falta de cumplimiento total de dichas recomendaciones durante el procedimiento auditado. Sin embargo, tal como ha quedado demostrado en la presente respuesta, dicho supuesto no se condice con la realidad. Por el contrario, se ha dado cumplimiento efectivo a todas las recomendaciones pertinentes en cada etapa del proceso, en estricto apego a los requisitos establecidos por las normas vigentes.

Finalmente, tal como se ha señalado previamente, el procedimiento auditado fue llevado a cabo cumpliendo con todos los recaudos exigidos por las normas aplicables, en miras a concretar la tarea instruida de manera diligente y conforme a los estándares requeridos. En consecuencia, las observaciones formuladas en el marco de la auditoría carecen de mérito suficiente para cuestionar la validez y legitimidad del procedimiento realizado.

**III.- Alcances de esta Presentación. Reserva derecho de ampliar.**

Los alcances de la presentación se ciñen a un análisis del "Informe de Auditoría", no pudiendo ni debiendo ser interpretado que aquellas consideraciones no evaluadas en esta presentación consistan en una anuencia sobre la posición de esa AGN y/o renuncia de ENARSA a ejercer y sostener los derechos

Av. del Libertador 1068 2º piso (C1112ABN), Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
[www.energia-argentina.com.ar](http://www.energia-argentina.com.ar)



## Auditoría General de la Nación



resultantes de las normas, la ley 24.065 y normas concordantes, ni tampoco como consentimiento de los términos de cualquier ley, decreto y/o norma y/o resolución y/o instrucción de la autoridad regulatoria y cuyo contenido significase consentir el "Informe de Auditoría", haciéndose reserva al efecto los derechos y acciones correspondientes.

Sin perjuicio de lo expuesto, y bajo los alcances de la normativa administrativa, ENARSA reserva el derecho de ampliar oportunamente lo expresado en esta presentación.

Sin otro particular, aprovecho para saludarlo atentamente.

Tristán Socas  
Presidente  
Energía Argentina S.A



### **ANEXO III (Análisis de los comentarios de ENARSA)**

Dadas las consideraciones vertidas en el punto I (Consideraciones Generales) de la Nota P N° 1345/24 se aclara lo siguiente:

- 1) El proyecto de informe de auditoría fue enviado también a la Secretaría de Energía, como sujeto auditado.
- 2) La AGN tiene como cometido principal la realización de auditorías ex post, según artículo 85 de la CN y Ley 24.156 de Administración Financiera. El trabajo objeto de comentarios es una auditoría de gestión/cumplimiento y por lo tanto involucra el análisis de dimensiones de auditoría tales como economía, eficiencia y efectividad, para lo cual el transcurso del tiempo enriquece el análisis realizado. Dichas dimensiones, obviadas en la respuesta del auditado, están presentes en el título del proyecto objeto de comentarios.
- 3) En cuanto a la supuesta omisión del rol de cada uno de los participantes, debe tenerse presente que en el presente proyecto se analizó una política pública en particular, decidida por el Poder Ejecutivo Nacional, reglamentada por el ex Ministerio de Energía y Minería y ejecutada por la ex IEASA. El término “brazo ejecutor” alude a dicha función, sin que esta AGN desconozca ni la ley de creación de ENARSA, ni los principios que rigen el obrar de la compañía.
- 4) La auditoría emite sus informes sin sesgo alguno, todo lo cual surge del análisis preliminar que se realiza en el marco de cada objeto de auditoría. Los procedimientos realizados en dicha etapa incluyen tareas que consisten en eliminar riesgos y dotar de objetividad y contundencia a los informes, a partir de evidencia recolectada, procesada y analizada que da sustento a los hallazgos detectados.
- 5) La AGN no trabaja de manera discrecional, por el contrario, cada observación se encuentra sustentada, en caso del presente trabajo, en procedimientos establecidos en las Resoluciones 26/15, 186/16 y 187/16. Esto se encuentra detallado en el proyecto de informe.

Se analizará a continuación la respuesta de ENARSA, siguiendo la estructura de sus comentarios en dos partes, a saber:



## Auditoría General de la Nación

- 1) Respuestas al punto I (Consideraciones generales) en 2 columnas. La primera con un resumen por párrafo de sus comentarios, en atención a su extensión y en negrita los más relevantes, y la segunda con el análisis de esta Auditoría.
- 2) Respuestas al punto II (Observaciones al “Informe de Auditoría” en particular) con 3 columnas. En este caso los comentarios del auditado se transcribieron en su totalidad, con excepción de gráficos y cuadros.



Primera parte (Respuestas al punto I. Consideraciones Generales)

Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p><b>I. La instrucción de venta de la Centrales Térmicas (Pág. 6 y ss.)</b></p> <p>*El Decreto 882/17 instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación la venta de las Centrales.</p> <p>*Cita considerandos del Decreto y explica que la participación estatal no es necesaria para el funcionamiento del sector.</p> <p>*Las Leyes N° 24.065 y Ley N° 24.076 tienen como objetivo alentar las inversiones, la competitividad y la protección de los derechos de los usuarios.</p> <p>*El Decreto N°134/15 declara emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia al 31/12/17 e instruye al ex MINEM a garantizar la calidad y seguridad del servicio público de energía eléctrica. La emergencia facilitó la incorporación de capital privado, por ejemplo, el programa Renovar y Resoluciones 21/16 y 287/17, incrementando la potencia de generación de energía.</p> <p>*El PEN transfirió las centrales a sociedad comerciales del sector privado</p> <p>*La decisión de licitar las Centrales Térmicas fue del PEN en ejercicio de sus competencias y ENARSA no puede formular juicio al respecto.</p> <p><b>*Los requisitos de asegurar la finalización y puesta en marcha de obras a Ciclo Combinado de las centrales no fue incluido en los considerandos del Decreto.</b></p> <p><b>*Los pliegos no incluyeron los requisitos para terminar las obras en el menor tiempo posible requisito que era interés propio del adquirente de las C.T</b></p> <p>*Como establece el Dto.882/17 el objetivo del PEN fue que las Centrales ya no pertenezcan al Sector Público y no considerar al adquirente como un contratista de obra como sugiere el Proyecto de Informe.</p> <p>*ENARSA se constituye una Sociedad y se rige por la Ley de Sociedades comerciales.</p> <p>*Se dispuso un procedimiento público y competitivo para dar transparencia a la transferencia de activos, dado que ENARSA no estaba dentro de los</p>	<p>ENARSA expresa, luego de transcribir sendos considerandos del Decreto 882/17 y explicar la fundamentación de dicha norma, que la inclusión de condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a ciclo combinado en el menor tiempo posible no fue incluido en los considerandos ni en la parte resolutive del Decreto. Sin embargo, de la lectura del artículo 6° texto original de Decreto 882/17, el que analizó la AGN en el marco de sus labores dado el período auditado, surge lo siguiente: "Instrúyese al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a impulsar las medidas necesarias para que INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA S.A. proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según corresponda, de: a. Los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López", así como la transferencia del personal y contratos relacionados con dichas centrales. <b>En el marco de dicha operación, deberán incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible"</b></p> <p>Es decir, el parámetro sí se encontraba previsto en la instrucción del Poder Ejecutivo. Luego, este criterio temporal fue definido en los PBC, como surge del hallazgo 4.2.1. del proyecto.</p> <p>El desarrollo posterior realizado por la compañía en cuanto a su naturaleza no solo no es desconocido por la AGN, sino que es compartido, con excepción de los dos últimos párrafos (estricto cumplimiento a los principios de concurrencia, publicidad e igualdad y mejor precio posible en la venta de las CT) que serán objeto de análisis en el punto correspondiente.</p>



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>sujetos alcanzados dentro del régimen de contrataciones de la APN bajo dichos decretos.</p> <p>*Los pliegos dispusieron que el procedimiento licitatorio esté sometido a los Principios del Derecho Público.</p> <p><b>*El objetivo tanto de funcionarios públicos como de ENARSA fue la transparencia y participación amplia y competitiva; lo que motivó las modificaciones del respectivo pliego.</b></p> <p>*Las transferencias cumplieron los Principios de Oposición-o Concurrencia-Publicidad e Igualdad.</p> <p>*Todo interesado en participar pudo hacerlo. Los precios de venta fueron los mejores del mercado.</p>	
<p><b>2. La eliminación de los requisitos técnicos. (Pág. 11 y ss.)</b></p> <p>*El art 11 de los pliegos de bases y condiciones establecían la acreditación referida a la actividad. de generación de energía eléctrica dentro del país respaldada por su respectiva documentación.</p> <p>*Como requisito los oferentes debían cumplir lo mencionado en el párrafo anterior mediante un contrato de operación de conforme acuerdo con ENARSA</p> <p><b>*Se eliminó el requisito que exigía experiencia técnica en la parte operativa de las centrales para promover una mayor concurrencia de interesados para obtener mayores y más competitivas ofertas</b></p> <p><b>*Al eliminarse este requisito, los oferentes podían presentar las ofertas correspondientes y subcontratar la operación de las Centrales Térmicas.</b></p> <p><b>*El adquirente de las Centrales Termoeléctricas no es un contratista que las operará en nombre de ENARSA a cambio de una remuneración por sus servicios, sino que se convirtió en su titular / propietario, que generará electricidad en su nombre, por su propia cuenta y riesgo empresario.</b></p> <p>*Existen 2 variables para las modificaciones incluidas.</p> <p>*La primera variable según la ley 24.065 declara como servicios públicos al transporte y la distribución de energía eléctrica.</p> <p>*Según el artículo 36 la Ley 24.065, se detalló que el precio de la energía eléctrica vendida por los generadores sería determinado a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda mientras que, en el caso de los</p>	<p>ENARSA describe las regulaciones del pliego original, las manifestaciones expresadas por los interesados y los motivos que llevaron a la eliminación de tales requisitos (<i>más concurrencia y mejores ofertas</i>).</p> <p>Luego manifiesta la responsabilidad de los oferentes y expone los principios de las leyes 15.336 y 24.065 respecto del segmento de generación eléctrica, en cuanto a libre competencia.</p> <p>Entiende, asimismo, que la eliminación de los requisitos permitía la participación a empresas que se desempeñaban en actividades distintas al sector de generación eléctrica o a otras que, estando en el rubro no contaban con experiencia. Cita luego ejemplos de otras políticas públicas tales como Renovar y resolución ex MINEM 21/16, y los considera análogos a la venta de las centrales.</p> <p>El análisis del tema en cuestión da cuenta de que las modificaciones no lograron aumentar la concurrencia a las licitaciones, introduciendo un riesgo respecto del objetivo de asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las Centrales en el menor tiempo posible.</p> <p>El hallazgo está centrado en una cuestión objetiva y los argumentos de ENARSA no lograr revertirla, ni con relación a la escasa concurrencia a las licitaciones, ni con relación a la finalización de las obras en el menor tiempo posible.</p> <p>Se volverá sobre este punto en la parte 2, donde se analizan los comentarios al hallazgo 4.2.</p>



## Auditoría General de la Nación

Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>prestadores de servicios públicos, sus ingresos estarían determinados por el valor de una tarifa fijada por el Estado.</p> <p>*Según el artículo 36 la Ley 24.065, se detalló que el precio de la energía eléctrica vendida por los generadores sería determinado a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda mientras que, en el caso de los prestadores de servicios públicos, sus ingresos estarían determinados por el valor de una tarifa fijada por el Estado.</p> <p>*Se necesita operar de forma adecuada la central térmica para no perder el capital empleado y el negocio sea redituable.</p> <p>*El adjudicatario es el mayor interesado en obtener réditos esperados de su inversión.</p> <p>*Al no realizarse suficientes inversiones por parte de los capitales privados en el 2001 se decretó la participación del estado en la oferta de energía eléctrica como necesaria.</p> <p>*El Programa Renovar o de las Resoluciones 21/2016 y 287/2017 fueron ejemplo de distintos procedimientos licitatorios que lograron incrementar la oferta por parte del Estado Nacional.</p> <p>*Se fomentó El ingreso de capitales privados que promoviesen la competitividad con el fin de desprenderse de activos para poder destinar fondos a otros proyectos.</p> <p><b>*La prosperidad de las Centrales Térmicas se debía únicamente, al titular de las mismas, el adjudicatario.</b></p> <p><b>*El requisito antes mencionado (requisitos técnicos) no permitía participar de la licitación a diferentes empresas que desempeñaban distintas actividades del sector de generación de energía eléctrica.</b></p> <p>*La finalidad de las licitaciones realizadas por CAMMESA fue la de promover la incorporación de energía eléctrica diversificando la matriz energética.</p> <p>*CAMMESA a diferencia de ENARSA no requería la presentación de ofertas de los oferentes ni antecedentes en el rubro.</p> <p>*La resolución 21/2016 fue dictada durante la vigencia de emergencia del sector eléctrico nacional.</p> <p>*El Poder Ejecutivo Nacional instruyó al Ministerio de Energía y Minería de la Nación para que elaborara un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de</p>	



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicamente adecuadas.</p> <p>*La Resolución 21/16 incorporo una nueva capacidad de energía eléctrica mediante la suscripción con CAMMESA de un contrato de abastecimiento.</p> <p>*Los procesos licitatorios reseñados fueron llevados adelante por CAMMESA teniendo similitud con los realizados por ENARSA.</p> <p>*No se consideraron dichas exigencias en los procedimientos licitatorios.</p> <p>*La finalidad de eliminar el requisito fue para mejorar las condiciones de los pliegos de la licitación con el fin de lograr mejores resultas y más ofertas.</p> <p><b>*ENARSA justificó la eliminación de los requisitos de exigencias técnicas en el incremento potencial del número de oferentes</b></p> <p><b>*El interés de contar con un operador era de los oferentes ya que sin esto no contarían con los ingresos que motivaron su participación en la licitación.</b></p> <p>*El Decreto Nº 882 dispuso que el pliego contemple requerimientos financieros para que las obras se realicen de forma eficiente logrando el cierre de ciclo en el menor tiempo posible.</p> <p><b>*Favorecer la participación de empresas interesadas fue la finalidad para modificar el Pliego.</b></p> <p>*Las empresas reconocidas y que contaban con requisitos técnicos y económicos fueron las que presentaron ofertas.</p> <p>*El cambio al pliego avanzo favorablemente al momento de recibir ofertas.</p> <p><b>*El cierre del ciclo combinado de la Central Térmica Ensenada de Barragán se hizo y fue habilitado por CAMMESA el 22 de febrero de 2023 y la Central Térmica Brigadier López tiene en curso los trabajos de cierre de ciclo desde noviembre de 2023.</b></p> <p><b>*La modificación del pliego tuvo efecto neutro, y no limitó posibles ofertas ni tampoco impidió que las obras de cierre de ciclo tengan lugar.</b></p>	
<p><b>3- Supresión de la fecha de habilitación comercial (Pág. 18 y ss.)</b></p> <p>*De acuerdo con la modalidad de ciclo combinado el adjudicatario debía ejecutar las obras de turbo vapor y obtener de CAMMESA la habilitación</p>	<p>ENARSA manifiesta que estas modificaciones fueron realizadas como una forma de incentivo para el adjudicatario, ya que el contrato de abastecimiento, que claramente lo beneficiaría con ingresos por la venta</p>



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>para operar las Centrales.</p> <p><b>*Las obras de ciclo combinado no debían finalizar más allá de la fecha de habitación comercial. A partir del contrato el plazo máximo es de 24 meses para obtenerla.</b></p> <p><b>*En el art 28 de los pliegos el adjudicatario para asegurar el cumplimiento de la fecha debía presentar a ENARSA la habilitación en el plazo de 10 días hábiles.</b></p> <p><b>*En caso de mora con lo referido anteriormente se dictaban penalidades (art. 47)</b></p> <p><b>*La circular nro1 elimino el requisito de habilitación comercial por parte de CAMMESA.</b></p> <p><b>*Los pliegos fueron modificados debido a que el principal interesado en realizar las obras era el adjudicatario.</b></p> <p>*ENARSA en virtud de los compromisos de contratos de abastecimiento se comprometió a entregar la potencia contratada y la energía suministrada a CAMMESA.</p> <p><b>*El ingreso monetario del propio contrato de abastecimiento constituía el mayor incentivo para que el adjudicatario se esforzara para ejecutar las obras rápido.</b></p> <p><b>*En la licitación advirtió que era innecesario incluir un plazo específico para la finalización de las obras, estipular un régimen de penalidades por mora y requerir una garantía de habilitación comercial.</b></p> <p><b>*ENARSA llegó a la conclusión de que, si el adjudicatario no actuaba diligentemente, los requisitos de plazo, multas y garantía previstos en el pliego iban a conspirar contra la cantidad de ofertas posibles y el mejor precio para los activos.</b></p> <p>*La consecuencia de que el contrato de abastecimiento de turbo vapor no entrase todavía en vigencia constituía por sí sola un perjuicio millonario, privando al adjudicatario de un ingreso muy apreciable.</p> <p><b>*Las modificaciones promovieron la concurrencia de mayores interesados para obtener mejores ofertas por las C. Térmicas.</b></p> <p>*El Decreto N° 882/2017 impuso que los nuevos titulares contasen con capacidad económica para realizar las obras eficientemente sin plazo. Dicho requisito fue cumplido, como lo demuestra que las ofertas recibidas</p>	<p>de la energía eléctrica que produciría, entraría recién en vigencia con la habilitación comercial.</p> <p>Expresa que el propio contrato, con el ingreso monetario comprometido por CAMMESA constituía por sí solo el mayor aliciente para que el adjudicatario se esforzara por ejecutar las obras en el menor plazo posible. Sin embargo, esto no sucedió en la realidad, tal como surge de los hallazgos 4.6.1. y 4.6.2. del proyecto.</p> <p>De hecho, la CTBL no ha cerrado su ciclo aún y el Estado carece de herramientas para demandarlo.</p> <p>En definitiva, ENARSA da razones de las modificaciones introducidas, pero al momento de la realización de los trabajos, la AGN constató que no sucedió lo que ENARSA tuvo en miras para fundamentar las decisiones. Las demoras en los cierres de ciclos, la falta de aumento de la concurrencia y la carencia de una herramienta que permita al Estado demandar el cierre de ciclo, constituyen claro ejemplo de los señalado.</p> <p>Asimismo, la eliminación de los requisitos no funcionó como un incentivo puesto que la CTEB donde se restablecieron los originales (plazo para el cierre y penalidades) cerró el ciclo en febrero de 2023, mientras que la CTBL, donde sí se eliminaron, aún no terminó las obras de cierre de ciclo. Se volverá sobre este punto en la parte 2, donde se analizan los comentarios al hallazgo 4.2</p>



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p> fueron de empresas de primera línea y sobrada solvencia.</p>	
<p><b>4- Evaluación de las ofertas. (Pág. 22 y ss.)</b>  <b>*El art 24.1 de los pliegos dispuso que las ofertas económicas serían revisadas por la Comisión Evaluadora para comprobar que se cumplan los requisitos y exigencias.</b>  <b>*El art 3 de la Ley 19.549 establece que la competencia de los órganos administrativos resulta de la Constitución y leyes. Su ejercicio constituye una obligación de la autoridad o del órgano correspondiente y es improrrogable.</b>            *En diversos dictámenes de la Procuración del Tesoro de la Nación se admite que la motivación de un acto jurídico esté dada por otros informes o antecedentes.            *La doctrina dice que se considera obligatorio la motivación de todos los actos administrativos.            *El acto es de la autoridad y no del dictaminante quien solo ha proferido una opinión.  <b>*La comisión evaluadora tiene plena libertad para apoyarse en un tercero determinante.</b>            *No constituye un incumplimiento a la función de la Comisión Evaluadora haber hecho una remisión a un informe externo, y bajo ningún punto de vista se puede considerar que no ha ejercido su competencia de revisar las ofertas económicas contenidas en los pliegos.</p>	<p>Luego de citar textualmente normas del PBC y de la Ley de Procedimiento Administrativo (LPA), el auditado recurre al argumento de la motivación in aliunde elaborado por la PTN, que no resulta aplicable en el hallazgo detectado.            No se trata de falta de motivación del acto, sino de ausencia de una norma que autorice la tercerización de las tareas.            Las personas jurídicas deben ajustar su conducta a las normas que rigen su accionar. No aplica, por caso, el principio de la libertad, como sostiene el auditado, sino el de competencia.            Se volverá sobre el tema al analizar los comentarios al hallazgo 4.3</p>
<p><b>5. Venta de las Centrales a inferiores a la tasación. Los cambios introducidos a los conceptos de "Monto Mínimo en Efectivo" y "Monto Ofrecido" (Pág. 24 y ss.)</b>            *El precio de venta de las Centrales Térmicas resultó de Licitaciones Públicas Nacionales e Internacionales en las que se dio estricto cumplimiento a los Principios de Concurrencia, Publicidad e Igualdad.  <b>* No puede confundirse un precio meramente teórico (como el planificado) con el real, que resulta del mercado luego de desarrollado un procedimiento licitatorio.</b>            *La metodología de valuación que emplea el Tribunal de Tasaciones de la</p>	<p>El auditado manifiesta que <i>"no puede confundirse un precio meramente teórico (como el planificado) con el real, que resulta del mercado luego de desarrollado un procedimiento licitatorio"</i>, pero desconoce que el PBC estableció ciertos parámetros a los que debía ajustarse el precio de venta, a partir de la tasación del TTN. Es decir, no se dejó librada la venta al precio de mercado. De hecho, la disminución del monto mínimo ofrecido por la Circular 1 refirió a la tasación del TTN.            En otra línea argumentativa introducida recién en esta instancia, ENARSA vincula el precio de venta de los activos con los hallazgos señalados por esta AGN en el informe aprobado por Resolución 255/13 AGN, con cita de</p>



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>Nación es el del flujo de fondos descontado.</p> <p><b>*La Auditoría General de la Nación ha considerado que el Estado Nacional incurrió en sobrecostos en la construcción de las Centrales Térmicas.</b></p> <p><b>* Pagar los sobrecostos en la construcción de los activos a transferir condicionan la valuación, por cuanto el mercado no pagaría dichos conceptos.</b></p> <p>*Las obras esenciales no fueron incluidas en los documentos de la contratación.</p> <p>*La incorporación de las obras a los contratos mediante celebración de adendas determino la suspensión de plazos y demoras en la ejecución, con incidencia en el costo final.</p> <p><b>*El Juzgado de primera instancia en la causa donde se investigan posibles sobrecostos en la construcción de la obra, señaló que las características del terreno nunca haberse considerado como fuente de adicionales al contrato, habida cuenta que los oferentes debían conocerlas y, por consiguiente, también el Estado Nacional, como comitente de la Obra.</b></p> <p><b>*Si bien la Cámara revocó la decisión de primera instancia, ello no conmueve su argumentación</b></p> <p><b>*El Juez de grado remarcó las irregularidades que la SIGEN y la AGN evidenciaron en sus informes tras examinar distintos proyectos. Como por ejemplo los pliegos con cláusulas que restringían la competencia de oferentes, deficiente planificación en los proyectos, la falta de control y seguimiento adecuado de los mismos, el incumplimiento de procedimientos de contratación, inconsistencias registrales y contables, el incumplimiento de plazos, la no correspondencia de montos informados por transferencias del tesoro y depósitos efectuados, etc.</b></p> <p><b>*La Revocación de Cámara concluye que, si bien las irregularidades pueden ser objetable en el plano administrativo y considerado como un aspecto a mejorar, no resulta apto para revelar la hipótesis de defraudación y connivencia considerada en el Auto de Procesamiento.</b></p> <p><b>*Desde el comienzo de la licitación hasta que terminó su trabajo el</b></p>	<p>resoluciones judiciales de primera instancia y de Alzada, ambas del 2022, dictadas en la causa 2337/15, en trámite ante el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N° 7 donde de investigaron supuestos sobrecostos en la construcción de las CT.</p> <p>Se destaca que el informe aprobado por Resolución 255/13 AGN, no menciona sobrecostos en la construcción de las centrales. La decisión de primera instancia mencionada, fue dejada sin efecto por la Cámara. Entonces, el argumento de ENARSA se convierte en meramente especulativo, motivo por el cual no puede ser considerado.</p> <p>Luego, ENARSA cuestiona la metodología del TTN y expone que tales dictámenes son facultativos.</p> <p>La intervención del TTN bajo ningún punto de vista puede considerarse facultativa. Ello surge del artículo 11, texto original del Decreto 882/17 cuando expresa: <i>las valuaciones que se requieran para los procedimientos de venta y cesiones previstas, serán efectuadas por los organismos públicos competentes.</i></p> <p>Luego, el PBC original, luego modificado según hallazgo 4.2.4, estableció que las ofertas no podían ser inferiores a las tasaciones del TTN. Es decir, existe un mandato legal que encomienda la intervención del TTN.</p> <p>Adicionalmente se señala que no existe en la Administración Pública Nacional otro organismo con competencias similares a las del TTN, resultando una sinrazón pretender que las tasaciones sean realizadas por la propia compañía, dada la naturaleza de los bienes de que se trata.</p> <p>El TTN, organismo especializado en la materia, cuestionó el uso del método de flujos descontado utilizado por el auditado y fundamentó el valor de su tasación.</p> <p>Por último, debe ponerse de resalto que el precio de venta efectivo de las centrales resultó incluso inferior que el de la tasación del auditado, tal como se expone en el hallazgo 4.5. del informe.</p> <p>El auditado luego expone el impacto de la variación del tipo de cambio, pero soslaya que las tasaciones fueron realizadas en dólares estadounidenses.</p> <p>Sobre este punto se volverá al analizar los comentarios sobre el hallazgo 4.5.</p>



Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p><b>Tribunal de Tasaciones, el tipo de cambio aumentó un 56,02% y dicho cambio brusco llevó a que el valor de las Centrales Térmicas en su conjunto se viera afectado.</b></p> <p>*La intervención del Tribunal de Tasaciones es facultativa para ENARSA; su incorporación a los pliegos se hizo por una razón de conveniencia y no por mandato legal, que no existe.</p> <p>*Las valuaciones contenidas en los dictámenes del Tribunal de Tasaciones no reflejaban el valor real de mercado de las Centrales Térmicas.</p> <p>*Se concluyó que una justipreciación más precisa del valor debería implicar una reducción del 25% de la valorización resultante de los dictámenes del Tribunal de Tasaciones.</p> <p>*El valor de un bien está en función de la fecha de la tasación y puede variar a lo largo del tiempo.</p> <p>*ENARSA opero con transparencia y resguardando su patrimonio. Las centrales fueron vendidas a precios de mercado.</p> <p>*El art. 11 del Decreto N° 882/17 establecía la necesidad de contar con valuaciones, pero no que las mismas fueran vinculantes para el proceso de venta de las Centrales Térmicas.</p>	
<p><b>Primeras conclusiones generales</b></p> <p>*La divergencia, en realidad, reside en que el Proyecto de Informe considera como derivación de la ideología del "Estado Presente" que siempre resultará más conveniente que las Centrales Térmicas estén en manos del Estado Nacional que en manos privadas.</p> <p>*Respecto de la objeción vinculada con la reducción del valor determinado por el Tribunal de Tasaciones, reitera lo expresado en el punto previo: el menor valor se justifica en eventuales sobrecostos en la construcción de las Centrales Térmicas (que el mercado no pagaría) y en el cambio significativo de las condiciones de mercado.</p> <p>* Reitera que la finalidad del Poder Ejecutivo al emitir el Decreto N° 882/2017 fue de la evitar la participación del Estado Nacional en un segmento de la economía que no lo necesitaba, como es la generación de energía eléctrica, utilizando los fondos obtenidos por dichas ventas para otros fines. El objetivo principal del Poder Ejecutivo no fue, entonces,</p>	<p>La Auditoría no considera que "si el cierre del ciclo no se realiza en cierto tiempo las centrales deben permanecer en manos del Estado". Eso es una interpretación arbitraria de ENARSA. Lo que debe quedar claro es que la finalización de las obras en el menor tiempo posible era una exigencia de la instrucción contenida en el artículo 6° del Decreto 882/17 (texto original). No se trata de Estado Presente o Estado ausente, sino de un trabajo de control con hallazgos basados en evidencia.</p> <p>Sobre la cuestión vinculada al principio de inderogabilidad singular, su incumplimiento radica, no en las modificaciones al PBC realizadas por las circulares, sino en la modificación, por parte de las circulares a los objetivos previstos en el Decreto 882/17. Se volverá sobre este punto a continuación</p>



Auditoría General de la Nación

Respuestas a la primera parte de los comentarios de ENARSA (Consideraciones Generales)	
Comentarios de ENARSA	Análisis de comentarios
<p>asegurar el cierre de ciclo de las Centrales Térmicas.            * Sostiene que no se ha conculcado el principio de inderogabilidad singular del Reglamento, ya que las Circulares modificatorias no constituyen actos de alcance particular, sino que participan del carácter general que tienen los pliegos.</p>	

**Segunda parte (Respuestas al punto II. Observaciones al “Informe de Auditoría” en particular)**

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<b>Aclaraciones previas</b>		
<p><b>2.1 Procedimiento</b>  <b>2.1.1.2. Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal del área relacionada con el objeto de auditoría</b></p>	<p>Con relación a las entrevistas que se mencionan, no se acompañaron ni detallaron las personas o áreas a las que se refiere. Tampoco obran en el informe las constancias de dichas entrevistas. Tal circunstancia impide realizar una valoración de las mismas.            Sin perjuicio de ello, es de suponer que en razón a la fecha en la que se inició el trabajo de campo, 10-7-2023 (más de 4 años desde finalizada la operación), ninguno de los entrevistados que menciona el informe haya tenido participación en la operación auditada. Nótese que la operación involucra áreas de la administración central y de una empresa cuyo accionista mayoritario es el Estado Nacional (ENARSA) que, en ambos casos, son sensibles a los cambios en la gestión del Poder Ejecutivo Nacional.            En consecuencia, el valor que podría asignarse a dichas declaraciones resulta escaso sin dejar de mencionar, que, por no obrar detalle en el informe, nos vemos impedidos de analizar.</p>	<p>Con relación a las entrevistas, debe mencionarse que estas constituyen un procedimiento de recolección de datos que forman parte del trabajo de auditoría y que no deben explicitarse en el texto del informe. Más aún, no necesariamente deben formalizarse, sino que sirven a los auditores para formar convicción o interiorizarse sobre temas puntuales.            De todos modos, se aclara que los hallazgos y conclusiones del trabajo tienen sustento en evidencia documental, y no testimonial</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>3.1.3.4 Decisión de venta de las Centrales Térmicas</b> <b>"La norma [Dec. 882/17] fundamentó la decisión en la racionalización y eficiencia de la gestión pública relacionada con actividades del sector energético, limitando la participación y actividad del Estado a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado."</b> <b>"Según lo establecido en los considerandos del Decreto N° 882/17, el sistema eléctrico nacional requería que se continúen adoptando medidas que permitan asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país, y estimó conveniente propiciar la participación de terceros capaces de asumir actividades de generación y transporte en los proyectos energéticos antes mencionados".</b></p>	<p>El <i>"Informe de Auditoría"</i> indica como fundamento de la decisión de venta de las centrales la racionalización y eficiencia de la gestión pública relacionada con actividades del sector energético. Luego, señala otro de los considerandos del Decreto que instruye la venta de las centrales en el que se indica que se requerían medidas para asegurar el adecuado suministro eléctrico a toda la población del país.</p> <p>Sin embargo, el <i>"Informe de Auditoría"</i> omite formular consideración alguna de los presupuestos legales de dicho decreto, que incluso se encuentran expresados en sus considerandos. Así, el Decreto hace alusión al marco regulatorio eléctrico, constituido por las leyes 15.336 y 24.065, cuando refiere que "... la actividad de generación de energía eléctrica, en particular la generación térmica convencional vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), es una actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control de las autoridades competentes, por lo que la participación del Estado Nacional o ENARSA como titular u operador de centrales del tipo descripto no resulta necesaria para asegurar el normal funcionamiento del sector...".</p> <p>En línea con esto, también indica que: "... tanto la Ley N° 24.065 como la Ley N° 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficiencia y continuidad de los respectivos servicios; previendo la intervención estatal en lo que respecta al ejercicio de la policía de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección del usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia..."</p>	<p>Se reitera que la AGN ha tenido en cuenta la totalidad de los presupuestos legales del Decreto 882/17, sin haber dejado de analizar ninguno de sus considerandos.</p> <p>La AGN en ningún momento cuestiona la decisión de que las centrales sean transferidas al sector privado, sino, en todo caso la inexistencia de ciertos análisis técnicos que den sustento a la decisión adoptada.</p> <p>De todas maneras, lo cierto es que el artículo 6° previó como objetivo que las obras de cierre de ciclo sean realizadas en el menor tiempo posible.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>En concreto, el Decreto tiene entre sus fundamentos volver a los principios rectores del marco regulatorio eléctrico, abandonados durante años de intervención y posicionamiento del Estado en roles que le eran reservados al sector privado. Así, la ley 24.065 en su artículo 1 caracteriza como servicio público, únicamente, al transporte y distribución de electricidad, disponiendo que la actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.</p> <p>De lo expuesto surge que, es inexacto que el Decreto "estimó conveniente" que los privados asuman participación en las actividades de generación, sino que el propio marco regulatorio así lo indica.</p>	
<p><b>3.2.1 Principios generales que rigen la licitación pública</b>  <b>"...los Pliegos de Bases y Condiciones para la venta de las Centrales debían ser confeccionados en consonancia con los principios y objetivos enunciados en el Decreto 882/17 y normas complementarias, entre los que se citan a modo de ejemplo, la importancia dada al plazo de cierre de los ciclos combinados como garantía de una mayor eficiencia energética."</b></p>	<p>Con relación a este punto, se señala que el Decreto que instruyó a la venta de las centrales previó que, en el marco de dicha operación, debían incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible.</p> <p>Es decir que, si bien coloca a la finalización de dichas obras como un aspecto relevante no indica un plazo determinado sino incierto, debiendo evaluarse dicho plazo en función de las circunstancias operativas de cada caso.</p>	<p>La AGN evaluó el parámetro establecido en el Decreto 882/17 y dejó constancia de las demoras evidenciadas en el hallazgo 4.6, según criterios temporales establecidos en los PBC originales y en el segundo PBC de la licitación para la venta de la CTB.</p> <p>Es decir, el parámetro temporal de plazo incierto para la conclusión de las obras establecido en el Decreto 882/17, fue definido en meses en los PBC originales. Luego, para la CTBL fue eliminado, aunque posteriormente restablecido para la CTB.</p> <p>El auditado omite estas consideraciones en sus comentarios.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>3.2.2 Etapa previa a la presentación de ofertas</b></p>	<p>En este apartado, el "Informe de Auditoría" refleja las distintas modificaciones que se fueron realizando en el marco del proceso de licitación relacionado a las centrales. Tal como se describe en dicho informe, a partir de las consultas e interacciones con los interesados se realizaron diversos ajustes al pliego, que fueron instrumentados mediante circulares que fueron debidamente aprobadas por los correspondientes actos administrativos.</p> <p>Se pone muy especialmente de relieve aquí que las modificaciones en cuestión fueron aprobadas por el órgano correspondiente y dadas a conocer a todos los participantes de los Procesos Licitatorios, cumpliéndose estrictamente con los Principios de Concurrencia, Publicidad e Igualdad.</p> <p>Al respecto, se destaca que la emisión de circulares en el marco de un proceso de licitación es normal y habitual, y tiende a aportar mayor claridad y precisión al Pliego, con el objetivo de propender a una mayor concurrencia de oferentes. Ciertamente, las circulares contribuyen a despejar dudas de los posibles oferentes y clarificar el instrumento que luego regirá entre las partes del proceso</p>	<p>La AGN no cuestiona la emisión de circulares aclaratorias y/modificadorias, sino el efecto de dichos documentos con relación a los objetivos considerados en el Decreto 882/17 y en los PBC.</p>
<p><b>3.2.2 Exigencia de intervención del Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN)</b>  <b>"...El PBC originalmente indicó que el monto ofrecido por el comprador no podía ser inferior al valor estimado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación (TTN) y que, a su vez, dicho monto debía integrarse por un monto mínimo en efectivo equivalente al 85% del valor de tasación y un monto variable a abonarse en efectivo o en derecho de cobro, estos, acreencias documentadas de agentes generadores del MEM denominadas "liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir" {LVFVD}..."</b></p>	<p>Resulta inexacto analizar la operación partiendo de documentos que fueron modificados sin tener en cuenta dichas modificaciones. La circunstancia que el pliego en un estadio primario haya previsto ciertas cuestiones que con el devenir del proceso se fueron modificando no es suficiente para sustentar un análisis técnico riguroso sobre los aspectos modificados. Lo contrario implicaría asignarle una calidad superior, casi sacrosanta, al instrumento original en desmedro del definitivo que rigió el proceso.</p> <p>Máxime en circunstancias como la presente, en las cuales, por una parte, se había incurrido en comprobados sobrecostos en la construcción de las Centrales Térmicas, los que inficionaban el cálculo del valor patrimonial o sustantivo, volviéndolo totalmente alejado de un valor de mercado (el mercado no paga los sobrecostos por los que ha pagado el Estado Nacional) y, por el otro, las circunstancias económico-financieras del momento</p>	<p>La Auditoría analizó el impacto de las modificaciones introducidas por las circulares, a los objetivos previstos en el Decreto 882/17 y a los PBC originales, aunque sin desconocer el procedimiento licitatorio a partir de la norma que lo rigió, hasta su conclusión.</p> <p>Con relación a los cuestionamientos a la metodología utilizada por el TTN, no corresponde en esta oportunidad, por exceder el marco de análisis del trabajo de auditoría. Nos remitimos al punto previo, donde se analizó la cuestión</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>"Surge de las tasaciones que el TTN utilizó el método del valor patrimonial o sustantivo para la valuación de las Centrales, en contraposición al método de flujos de fondos utilizado por IEASA, al solicitar la tasación, dado que este último 'se establece mediante ganancias hipotéticas'. Según los informes, IEASA le remitió una evaluación de las Centrales por el método de flujo de fondos, aunque el TTN propuso correcciones a los cálculos, y comparó los resultados de su examen con los obtenidos por el modelo presentado por IEASA."</p>	<p>cambiaban a ritmo de vértigo.</p> <p>En tal sentido, la Circular 3, aprobada por la Resolución 326 de la Secretaría de Gobierno de Energía modificó el porcentaje mínimo en efectivo que debía contener la oferta, estableciendo dicho monto en el 75% de la Tasación del TTN.</p> <p>La invocación de instrumentos sin vigencia, o que fueron ulteriormente modificados a partir del desarrollo normal del procedimiento licitatorio y de preparación de pliegos, evidencia la falta de rigor técnico del "Informe de Auditoría". Por su parte, con relación a los distintos métodos para evaluar una inversión, se señala que, contrariamente a lo que sostiene el Tribunal de Tasaciones de la Nación<sup>6</sup>, no existe un método único aceptado uniformemente, sino que éste dependerá en muchos casos del tipo de inversión, negocio, riesgo y cualidades del mercado.</p> <p>Sin abordar exhaustivamente el tema se señala que entre los métodos más comunes se encuentran:</p> <p><b>A. Método de Valoración por Múltiplos</b></p> <p>Este método se basa en utilizar múltiplos financieros de empresas similares. Algunos múltiplos comunes son:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- <b>Múltiplo de EBITDA (Beneficio Antes de Intereses, Impuestos, Depreciaciones y Amortizaciones):</b> Se multiplica el EBITDA del negocio por un múltiplo determinado según el sector y la industria.</li><li>- <b>Múltiplo de Ventas:</b> Se utiliza cuando las utilidades no son estables. Se toma un múltiplo de las ventas de la empresa para calcular su valor.</li><li>- <b>Múltiplo de Utilidad Neta:</b> Se aplica un múltiplo a la utilidad neta obtenida por la empresa, aunque este método puede ser menos preciso debido a variaciones fiscales o contables.</li></ul> <p><b>B. Método de Flujo de Caja Descontado (DCF)</b></p> <p>Este método consiste en estimar los flujos de caja futuros del negocio y descontarlos a su valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada. Se sigue este proceso:</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p><b>Proyección de flujos de caja:</b> Se proyectan los ingresos, costos y gastos futuros durante un periodo determinado.</p> <p><b>Cálculo del valor terminal:</b> Se estima el valor del negocio al final del periodo proyectado, asumiendo que la empresa seguirá operando.</p> <p><b>Descuento de los flujos de caja:</b> Se descuentan los flujos de caja proyectados y el valor terminal con una tasa de descuento que refleja el riesgo de la inversión. Este método es adecuado para negocios con flujos de caja estables y previsibles.</p> <p><b>C. Método de Valoración de Activos</b> Este método evalúa el valor de los activos netos de la empresa. Existen dos enfoques:</p> <p><b>Valor en Libros:</b> Se calcula la diferencia entre los activos y pasivos de la empresa, según la contabilidad financiera.</p> <p><b>Valor de Liquidación:</b> Se estima el valor que se obtendría al vender todos los activos del negocio y pagar las deudas. Este método suele utilizarse cuando la empresa no es viable como negocio en marcha. Este método es más adecuado para empresas con activos tangibles importantes, como bienes raíces, maquinaria y equipos.</p> <p><b>D) Método de Valoración Comparativa de Mercado</b> Se basa en analizar la venta reciente de negocios similares en el mismo sector o industria. Al analizar los precios a los que se vendieron otras empresas comparables, se puede tener una buena referencia para determinar el valor del negocio en cuestión. Este método funciona bien en sectores donde hay suficiente información de ventas comparables.</p> <p><b>E) Método del Valor Sustancial</b> Este método se usa cuando el valor del negocio depende principalmente de los activos tangibles (como inmuebles, maquinarias, etc.). Se calcula sumando los valores actuales de todos los activos de la empresa y restando los pasivos. El valor sustancial representa el valor tangible neto del negocio</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p><b>6. Método de Valoración por Capitalización de Beneficios</b></p> <p>Consiste en determinar el valor del negocio sobre la base de su capacidad de generar beneficios. Se toma la utilidad esperada del negocio y se divide por una tasa de capitalización, que depende del riesgo asociado con la empresa y de las expectativas del rendimiento del inversor. Como puede verse, el método de valoración más adecuado puede depender de la industria en la que opere el negocio. Por ejemplo, empresas tecnológicas suelen valorarse utilizando el DCF o múltiplos de ventas, mientras que empresas manufactureras pueden valorarse más adecuadamente mediante el valor de activos. Empresas con fuerte crecimiento suelen valorarse más alto debido a su potencial futuro. En estos casos, métodos como el DCF son más adecuados.</p> <p>En resumen, la elección del método de valoración depende del tipo de negocio, la estabilidad de sus flujos de caja, los activos tangibles e intangibles que posea, y la disponibilidad de información comparable del mercado. En la práctica, suele ser útil combinar varios métodos para llegar a un rango de valoración más fiable y preciso. Sin embargo, nada de esto es analizado ni contemplado por el "Informe de Auditoría" dando cuenta de la falta de rigurosidad técnica que el mismo presenta.</p>	
<p><b>3.7 Ley de Ética en el Ejercicio de la Función Pública N° 25.188, Decreto 202/17 y actuación de la Oficina Anticorrupción</b></p> <p><b>"...La OA remitió el IF-2021-76662623-APN-DI#OA del 20/08/21 e informó que se investigó la puesta en venta y enajenación de las dos centrales y la licitud del trámite licitatorio, en atención a las numerosas circulares modificatorias de las condiciones de venta en eventual beneficio de empresas</b></p>	<p>Respecto a este apartado, el "<i>Informe de Auditoría</i>" menciona someramente las acciones llevadas a cabo por la Oficina Anticorrupción (OA) con relación a la operación auditada. No surge del informe ni una sola mención a las conclusiones arribadas por la OA, ni los instrumentos de los que se valieron para llegar a ellas. Solamente se indica que las actuaciones fueron archivadas por existir una causa penal en trámite. Tampoco queda clara la razón técnica de la inclusión de dichos antecedentes, ya que lejos de aportar algún dato concreto al análisis de lo auditado constituye información irrelevante en razón del estado procesal de dichas actuaciones.</p>	<p>Este punto fue incluido a título descriptivo en las Aclaraciones Previas, puesto que se encuentra previsto en la planificación de la auditoría.</p> <p>No corresponde que el auditado cuestione su inclusión como metodología de trabajo si de su análisis no ha resultado un hallazgo de auditoría. Tampoco corresponde que la AGN observe los labores de la Oficina Anticorrupción, toda vez que</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>y personas interesadas en la compra, a saber: Central Puerto, Pampa Energía, grupo italiano ENEL, AES, DUKE y Grupo ALBANESI. También se investigó la actuación, en la rescisión y enajenación, de personas humanas que se desempeñaron como ex Gerentes de IECSA y luego como funcionarios de IEASA..."</p>		<p>dicho organismo no es un sujeto auditado en el marco de este proyecto.</p>
<b>Hallazgos</b>		
<p>4.1.  <b>"...Los informes sustantivos y jurídico mencionados exponen razones genéricas y conceptuales con relación a los supuestos beneficios de la participación privada en la actividad de generación térmica, pero no mencionan la incidencia de la enajenación de los activos ni los beneficios que esto reportaría a los usuarios finales del servicio público de distribución eléctrica. Es decir, el ex MINEM no ponderó si con la venta de las Centrales Térmicas se incrementarían los niveles de generación eléctrica y si, por ejemplo, una gestión privada redundaría en una baja de precios en el segmento de generación térmica con impacto en la tarifa que pagan los usuarios..."</b>  <b>"...La decisión de desprenderse de las Centrales se tomó sin considerar proyecciones de producción, indicadores de potencia instalada y energía entregada ni previsión de los incrementos de energía esperables con los ciclos combinados..."</b></p>	<p>Sin perjuicio de señalar que dicho hallazgo refiere al Poder Ejecutivo Nacional, se puntualiza que el Decreto no limitó la participación del Estado en la cadena productiva (como se manifiesta en el "<i>Informe de Auditoría</i>"), sino que se enfocó en ajustar la actuación del Estado Nacional a los principios establecidos en el marco regulatorio de la actividad eléctrica.            La generación de energía eléctrica es una actividad que ha sido declarada de interés público por Ley 24.065, mientras que el transporte y la distribución de energía eléctrica fueron declarados como servicios públicos.            Como ya dijimos, entre los considerandos del mencionado Decreto, se señaló que la actividad de generación de energía eléctrica, en particular la generación térmica convencional vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), es una actividad desarrollada mayoritariamente por agentes privados en un mercado diversificado y competitivo, regido por normas legales y reglamentarias que propenden a asegurar su normal funcionamiento sujeto al control de las autoridades competentes. Por tal motivo, se entendió que la participación del Estado Nacional y de ENARSA como titular u operador de centrales del tipo descripto, no resultaban necesarias para asegurar el normal funcionamiento del sector -confr. consid. 23- del Decreto N° 882/2017.            En este sentido, se destacó también: que " <i>...tanto la Ley N°</i></p>	<p>Se reitera que la AGN no cuestionó la decisión de que las centrales sean transferidas al sector privado, ni dejó de considerar los fundamentos volcados en los considerandos del Decreto 882/17.            Tampoco confunde la Auditoría los distintos segmentos que conforman el sector eléctrico ni el rol de los sujetos intervinientes.            A través de los trabajos se constató la falta de informes técnicos que den sustento a la decisión adoptada y auditado no agrega elementos que logren alterar dicha conclusión.            Por tal motivo, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>Recomendación 6.1</b> <b>Incorporar elementos que den cuenta de la planificación y de la toma de decisiones al momento de impulsar las políticas públicas y las acciones de gobierno. Los informes y opiniones técnicas de las áreas competentes y especializadas en la materia, dotarán al acto, y por ende a las acciones que de él se desprenden, de un análisis previo y de información relevante para el gestor, a la vez que aportará transparencia a la posterior implementación fortaleciendo la fundamentación de las políticas y decisiones ejecutadas.</b></p>	<p><i>24.065 como la Ley Nº 24.076 establecen como objetivo para la política nacional en materia de energía eléctrica y gas natural, promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda y alentar la realización de inversiones para asegurar la eficacia y continuidad de los respectivos servicios; previendo la intervención estatal en lo que respecta al ejercicio de la política de seguridad, al cumplimiento de los requisitos mínimos del servicio público, a la preservación del medio ambiente y a la protección el usuario y del consumidor frente a posibles violaciones a los principios de la sana competencia ...".</i></p> <p>En definitiva, la decisión de licitar las centrales térmicas, como se desprende del decreto citado y de sus consideraciones aquí vertidas, no tuvo otra finalidad más que cumplir y desarrollar los principios que rigen la actividad del sector energético nacional, con miras a promover la participación de empresas privadas en todos los segmentos y, en especial, en el de generación de energía eléctrica, cuyo precio de venta se fija usualmente de acuerdo con la libre interacción de la oferta y la demanda.</p> <p>En este aspecto, el "Informe de Auditoría" da cuenta de la falta de rigurosidad técnica al confundir los diferentes sectores de la cadena eléctrica. El cambio de dueño de las centrales no modificó el precio al que dichas centrales podían vender la energía Dicho precio se encontraba estipulado por los Contratos de Abastecimiento suscriptos con CAMMESA y, en su caso, por la regulación de la Autoridad de Aplicación que fija la remuneración a la generación de energía eléctrica.</p> <p>Como se dijo, la generación de energía eléctrica no se encuentra caracterizada como servicio público, a diferencia de la distribución y el transporte. Adicionalmente, la garantía de suministro del servicio público de distribución de energía eléctrica se encuentra en cabeza de los Agentes Distribuidores. Son ellos, quienes tienen a su cargo la responsabilidad de abastecer a los usuarios de dichos servicios debiendo procurarse la energía para ello.</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" intenta presentar al desprendimiento de las centrales como si las mismas fuesen a desconectarse del sistema. Las centrales se enajenaron en operación, y aún continúan funcionando. Es decir que, para el SADI no hubo una modificación de la oferta de generación disponible.</p> <p>Finalmente, el punto en análisis no realiza ninguna precisión técnica sobre los incumplimientos que señala ni cuál es la afectación de los mismos, limitándose únicamente a esgrimir postulados generales, imprecisos y sin relevancia técnica.</p>	
<p><b>Hallazgo 4.2 Las situaciones que se mencionan a continuación, verificadas durante el desarrollo de los procedimientos licitatorios, impactaron en elementos esenciales del contrato y principios de las contrataciones públicas, tales como: i) plazo de cierre de ciclo, ii) penalidades establecidas, iii) precio de venta de los activos y iv) principio de concurrencia, con afectación de los objetivos previstos en el Decreto 882/17.</b></p> <p><b>4.2.1 La eliminación requisitos técnicos tendientes a garantizar el cumplimiento del cierre de los ciclos de manera eficiente no logró favorecer la concurrencia de oferentes, introduciendo un riesgo respecto del objetivo de asegurar la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las Centrales en el menor tiempo posible.</b></p> <p><b><u>Recomendación 6.2</u></b> <b>Incluir instrumentos de planeamiento estratégico tales como i) provisiones</b></p>	<p>Adicionalmente a lo ya expresado anteriormente, en la sección I. 2), el "Informe de Auditoría" evidencia el sesgo con el que fue realizado al partir de la conclusión, errónea, que no se logró favorecer la concurrencia de oferentes.</p> <p>En primer lugar, no indica cual hubiese sido a su criterio una concurrencia aceptable. En segundo lugar, omite considerar que, en todo caso, de no haberse realizado las adecuaciones efectuadas, habrían concurrido menos oferentes, resultando ser una hipótesis contra fáctica improbable por carecer de sustento material, además de contradictoria.</p> <p>Como puede verse, la determinación del éxito o no de la concurrencia representa un problema de difícil solución, ya que debe ser analizado teniendo en cuenta el sector, los actores del mercado, las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores del mercado y el contexto en general. Todas cuestiones que el "Informe de Auditoría" deliberadamente omite considerar, dando cuenta de su falta de rigurosidad técnica.</p> <p>Adicionalmente, el informe omite siquiera considerar la razonabilidad de las modificaciones a los requisitos técnicos. En tal sentido, sólo indica que la Resolución 289/2018 del Ministerio de Energía y Minería eximio a los oferentes de acreditar un plazo no inferior a 5 años en la</p>	<p>Que las modificaciones a los PBC no lograron favorecer la concurrencia se constituye en un dato objetivo, sin sesgo alguno.</p> <p>No es función de la Auditoría indicar la concurrencia deseable. Justamente, ante el riesgo de incurrir en una aseveración contra fáctica, el trabajo se limitó a verificar la falta de cumplimiento del objetivo de la modificación.</p> <p>Lo que cita el auditado a continuación (análisis del sector, de los actores del mercado, de las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores, etc.) es lo que, a criterio de la AGN, faltó en la implementación de esta política pública, tal como se expresó en el hallazgo 4.1.</p> <p>Por otra parte, la introducción, a través de las modificaciones, de un riesgo de no finalizar las obras en el menor tiempo posible, fue confirmado por la AGN en el hallazgo 4.6., donde se</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>sobre posibles escenarios, ii) análisis técnicos que identifiquen los riesgos de los distintos elementos de las condiciones de venta y iii) una definición ex-ante de los resultados y condiciones mínimas a alcanzar en el proceso, lo cual constituye una buena práctica de gestión. Su incorporación, contribuirá a mitigar riesgos, minimizar modificaciones y aprobar correcciones consistentes con los objetivos establecidos para el proceso de contratación</p>	<p>actividad de generación.</p> <p>Conforme lo anteriormente mencionado, el fundamento detrás de dicha modificación radica en que al ponderarse que la venta de las centrales significaba la enajenación de una empresa en marcha, con cuadros profesionales y técnicos que serían transferidos al adquirente y que la referida exigencia restringía la participación de oferentes. En ese sentido se entendió que su exclusión no generaría perjuicio alguno a ENARS o al Estado Nacional, sino que, lejos de ello, permitiría la concurrencia de más y mejores ofertas.</p> <p>Fíjese que, en atención a la naturaleza del negocio asociado a la adquisición de las Centrales, el interés de contar con un operador eficaz y eficiente que se hiciera cargo de gestionar, a partir de su experiencia, el manejo de las Centrales, era de los oferentes. Si las Centrales no generaban energía eléctrica en los términos previstos en los Contratos de Abastecimiento, el oferente no contaría con los ingresos que motivaron su participación en el negocio.</p> <p>De este modo, quien decide realizar una inversión en un proyecto de generación de energía eléctrica, sabe que le resultará necesario, para que el negocio le sea redituable, operar en forma adecuada la central térmica que se le adjudique. De otra forma, su inversión le resultará directamente antieconómica y perderá el capital empleado. Así, no es necesario que el Estado Nacional incluya exigencias como las originalmente previstas para que el adjudicatario del proyecto opere la central térmica en tiempo y forma, sino que es el propio adjudicatario quien posee mayor interés en desarrollar la actividad adecuadamente, en aras de obtener los réditos esperados de su inversión.</p> <p>Con relación al precio de venta, vale reiterar -una vez más- lo que ya se ha expresado: En Procesos Licitatorios Nacionales e Internacionales (como los que gobernaron la transferencia de las Centrales Térmicas) regidos por los Principios de Concurrencia, Publicidad e Igualdad (los que fueron escrupulosamente respetados) el precio de venta</p>	<p>analizaron los diferentes escenarios de demoras.</p> <p>Si bien el término “en el menor tiempo posible” denota un plazo incierto, se usaron como criterio los previstos originalmente y el reestablecido para la CTEB. Se trata de un criterio de auditoría válido y tomado del propio auditado.</p> <p>En cuanto a la eliminación de las exigencias de experiencia mínima de 5 años y requisitos técnicos, lo expuesto no altera las conclusiones del hallazgo. Nada tiene que ver la dotación de personal de las centrales con la eliminación de los requisitos exigidos originalmente.</p> <p>Vale recordar, como se dijo en el punto I, la importancia de la efectividad como dimensión de auditoría de gestión: transcurrido un tiempo más que considerable desde las adjudicaciones, una de las centrales aún no ha finalizado la obra de cierre de ciclo, lo cual da cuenta de una deficiente planificación que ni las modificaciones recurrentes a los pliegos lograron mejorar.</p> <p>Es evidente que los supuestos incentivos que menciona el auditado no funcionaron, ni para aumentar la concurrencia ni para que las empresas cierren el ciclo en plazos razonables.</p> <p>Con relación al precio de venta, el auditado parece desconocer los términos de la ley de la licitación,</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>resulta del Proceso Licitatorio; no es fijado, de manera alguna, en los Pliegos.</p>	<p>puesto que allí se fijaron los parámetros para su determinación. Por tal motivo, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>4.2.2 La supresión de la fecha de habilitación comercial y en consecuencia de la garantía de habilitación comercial, así como del régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, dejó el cierre de ciclo de al arbitrio de los adquirentes y privó a IEASA de herramientas para demandar su cumplimiento.</b>  <b>"...Las situaciones señaladas pusieron en riesgo las condiciones establecidas en el Decreto 882/17 que había fijado como prioritaria la finalización de las obras de Turbovapor..."</b>  <b>" ...El ex MINEM y ENARSA debieron actuar conforme al citado Decreto, y sin alterar unilateralmente sus objetivos, en contravención al principio de inderogabilidad singular de los reglamentos, según el cual las disposiciones administrativas de carácter particular (para el caso, las circulares modificatorias) no pueden establecer excepciones o derogar normas generales (en el caso, los objetivos del Decreto 882/17). El Estado careció en el caso de la CTBL, por decisión unilateral del ex MINEM, de la posibilidad de exigir el cierre de ciclo y promover una mayor eficiencia energética..."</b></p>	<p>Adicionalmente a lo anteriormente expresado en la Sección I. 3) el <i>"Informe de Auditoría"</i> prescinde de considerar que la eliminación de la fecha de habilitación comercial, así como el régimen de penalidades por incumplimiento de los plazos, fue una medida adoptada considerando la realidad del mercado de financiamiento y las dificultades enfrentadas por los inversores. El hecho de que los adquirentes de la Central Térmica Ensenada de Barragán recién lograran el cierre del ciclo en febrero de 2023, y los de la Central Térmica Brigadier López aún no lo hayan concretado, a pesar de ser conscientes de los beneficios operativos -ya que los adquirentes son los principales interesados en hacer más redituable su inversión conforme lo señalado anteriormente, de eficiencia y de ingresos que ello supondría, demuestra que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* El precio de adquisición de los activos y los niveles de inversión requeridos para cerrar el ciclo demandaban un financiamiento significativo, que no estaba disponible en las condiciones vigentes del mercado.</li> <li>* La supresión de las fechas y penalidades respondió a la necesidad de evitar cargas insostenibles que pudieran comprometer la continuidad y viabilidad de la venta instruida. La ausencia de financiamiento adecuado implicaba que la exigencia de plazos estrictos podría derivar en el incumplimiento generalizado de los mismos, y, por ende, en el fracaso de los objetivos planteados para la enajenación de estos activos, e incluso en un menor precio de venta.</li> </ul> <p>Con relación al riesgo invocado por el <i>"Informe de Auditoría"</i> respecto de los objetivos del Decreto 882/17, se señala que el informe omite referirse a la situación del mercado de financiamiento señalada. Es decir, prescinde por completo</p>	<p>ENARSA expresa que la auditoría omite considerar el fundamento de dicha modificación, consistente en la realidad del mercado de financiamiento y en la situación de los inversores y de la finalidad del "incentivo" otorgado. Ahora bien, el incentivo que describe el auditado en varios pasajes de sus comentarios, no ha funcionado. Y el trabajo de la auditoría da cuenta acabada de esto: La CTEB cerró su ciclo en febrero de 2023 y CTBL aún no lo ha cerrado. Y lo que es verdaderamente grave, es que el Estado no tiene herramientas para involucrarse en la cuestión. Las CT objeto de este informe tienen un peso realmente importante en la generación térmica del país. En definitiva, los supuestos incentivos proporcionados, han fracasado en el logro de sus objetivos.</p> <p>La decisión de implementar ciertas políticas públicas, como la venta de las Centrales Térmicas, no pudo omitir el estudio de determinadas proyecciones del mercado específico. En el caso hubo un palmario defecto en la planificación con perniciosos efectos para el sector: la falta de funcionamiento de las centrales en la modalidad de ciclo combinado, como</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>del contexto fáctico imperante en ese momento lo que invalida a las claras los postulados de dicho informe. Teniendo en cuenta el contexto referido, el desarrollo del procedimiento de venta de las centrales no puede ser interpretado como poco planificado o negligente, sino más bien como una consecuencia directa de las limitaciones financieras estructurales del mercado. Estas condiciones fueron identificadas durante el desarrollo del proceso, y la necesidad de otorgar mayor flexibilidad a los plazos se presentó como una opción válida para evitar la paralización o eventual fracaso de la operación. Las medidas adoptadas procuraron mitigar impactos mayores que hubieran sido aún más perjudiciales para el cumplimiento de los objetivos generales del Decreto 882/17.</p> <p>Finalmente, respecto a la observación de que el ex MINEM y ENARSA actuaron en contravención al principio de inderogabilidad singular de los reglamentos, es importante aclarar que las modificaciones introducidas a través de circulares y la adecuación de ciertos aspectos no tuvieron como finalidad derogar normas generales, sino que fueron respuestas necesarias para enfrentar circunstancias económicas imprevistas que impactaban en la concreción de la instrucción impartida por el Decreto N° 882/2017.</p> <p>Se debe tener en cuenta que el principio de razonabilidad en la aplicación de la normativa administrativa permite la introducción de modificaciones cuando las condiciones de mercado se alteran de manera significativa, afectando la viabilidad de los proyectos. En este caso, las medidas adoptadas por el ex MINEM tuvieron como objetivo garantizar la ejecución y sostenibilidad del proyecto de venta, en lugar de poner en riesgo la integridad del mismo debido a la imposibilidad de cumplir con los plazos previstos inicialmente.</p> <p>Adicionalmente a lo expuesto, el "Informe de Auditoría" confunde el concepto de Reglamento con el de Acto Administrativo plurindividual. Es fundamental aclarar que el Decreto 882/17 no debe ser entendido como un reglamento,</p>	<p>se expone en los hallazgos 4.7., 4.8. y 4.9.</p> <p>Por último, con relación a las extensas argumentaciones teóricas del auditado vinculadas con el principio de inderogabilidad singular del reglamento, la cuestión se resuelve con el siguiente razonamiento y sin necesidad de acudir a la teoría del Acto administrativo:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) El Poder Ejecutivo estableció que las obras de cierre de ciclo se realicen en el menor tiempo posible.</li> <li>2) El ex MIMEM definió ese parámetro en 14 y 24 meses para CTBL y CTEB, respectivamente.</li> <li>3) ENARSA propició la eliminación de dichos plazos y de las penalidades asociadas.</li> <li>4) ENARSA reestableció plazo y penalidades para CTEB</li> </ol> <p>¿Se cumplió el objetivo del PEN de que el cierre de ciclo tenga lugar en el menor tiempo posible? La respuesta negativa se impone y la responsabilidad es de los auditados, por no haber realizado proyecciones ni haber planteado escenarios financieros alternativos.</p> <p>El auditado modificó unilateralmente y sin consultar al Poder Ejecutivo el plazo y las penalidades.</p> <p>Ahora bien, nótese que la CT que cerró el ciclo es justamente CTEB, es decir, aquella para la cual se reestableció el plazo de finalización y una penalidad asociada.</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>sino, en lo pertinente, como un acto administrativo de alcance particular. El Decreto 882/17 constituye un acto administrativo que está destinado a sujetos claramente individualizados, en este caso, al entonces Ministerio de Energía y Minería, ENARSA, y a los adquirentes de las centrales térmicas. Los actos administrativos de alcance particular pueden ser individuales, plurindividuales o plúrimos, según el grupo de destinatarios a los cuales se dirigen, todas cuestiones que el informe omite siquiera mencionar.</p> <p>Así, tanto el acto plurindividual como el plúrimo están dirigidos a una cantidad claramente determinadas de personas, pero mientras en el primero la situación jurídica de cada sujeto no varía en relación con los demás y la propia Administración, en el acto plúrimo cada destinatario del acto tiene una situación jurídica determinada frente a la Administración y a sus propios pares. De lo expuesto se concluye, entonces, que tanto el acto administrativo individual como el plurindividual y el plúrimo, tienen en común un contorno subjetivo cerrado, por cuanto los sujetos individualizados no pueden ser sustituidos por otros.</p> <p>Los actos administrativos de alcance general normativo son aquellos que están dirigidos a una cantidad indeterminada o indeterminable de personas, sentando una norma y pretendiendo su inserción en el ordenamiento jurídico como fuente permanente de juridicidad. Es decir, innovan el ordenamiento jurídico. Autorizada doctrina ha caracterizado al reglamento " <i>...como una declaración unilateral emitida por un órgano estatal, o un ente no estatal, en ejercicio de función administrativa, bajo un régimen jurídico exorbitante, productor de efectos jurídicos generales con vocación de permanencia</i>".<sup>7</sup> La producción de efectos jurídicos generales con vocación de permanencia es precisamente la característica distintiva que lo diferencia del acto administrativo de alcance particular.</p> <p>En tal sentido, el Decreto 882/17 en su Artículo 6º dispuso: "<i>Instruyese al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a</i></p>	<p>Ello da cuenta, nuevamente, del fracaso de los supuestos "incentivos" aludidos por ENARSA.</p> <p>Por último, ENARSA reitera que la AGN no consideró aspectos básicos de funcionamiento del mercado eléctrico y reescribe normativa del marco regulatorio eléctrico en el entendimiento de que la AGN no tuvo en cuenta que el Decreto buscó reducir la intervención del Estado en la generación, volviendo al marco normativo de la Ley 24.065. Se reitera: no se cuestiona la decisión de transferir las centrales al sector privado, sino la ausencia de informes técnicos que la sustenten.</p> <p>Por tal motivo, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p><i>impulsar las medidas necesarias para que INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA S.A. proceda a la venta, cesión u otro mecanismo de transferencia, según corresponda, de:</i></p> <p><i>a. Los activos correspondientes a las Centrales Térmicas de Generación Eléctrica "Ensenada de Barragán" y "Brigadier López", así como la transferencia del personal y contratos relacionados con dichas centrales. En el marco de dicha operación, deberán incluirse las condiciones y requisitos que aseguren la finalización y puesta en marcha de las obras de conversión a Ciclo Combinado de las referidas Centrales en el menor tiempo posible ...".</i></p> <p>Como se observa, en modo alguno se trata de un Reglamento, sino de una instrucción al Ministerio allí indicado. Es decir, no se aprecian las notas características del Reglamento, tal como hemos analizado precedentemente, todo lo cual, fue deliberadamente omitido por el "Informe de Auditoría", dando cuenta del sesgo con el que fue elaborado.</p> <p>En resumen, las decisiones adoptadas en el marco del procedimiento de venta de las centrales responden al entendimiento de que la viabilidad financiera y operativa de la tarea encomendada es prioritaria para alcanzar los objetivos establecidos en el Decreto 882/17. El hecho de que los adquirentes hayan tenido dificultades para cerrar el ciclo a tiempo pone de manifiesto que las condiciones del mercado, en términos de financiamiento y costo de adquisición, no permitían un cumplimiento anterior.</p> <p>Por lo tanto, la actuación del ex MINEM y ENARSA se enmarcó en un contexto de adaptación a las circunstancias económicas reales, buscando salvaguardar el interés público. Esto permitió evitar una carga financiera insostenible para los oferentes, que se hubiera traducido en un menor precio ofrecido por las Centrales Térmicas, contraviniendo los objetivos del Decreto.</p> <p>Con relación a dichos objetivos, el "Informe de Auditoría" también omite ponderar entre ellos el cumplimiento del marco regulatorio eléctrico.</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>Como se ha expresado previamente, el Decreto tiene entre sus fundamentos volver a los principios rectores del marco regulatorio eléctrico, abandonados durante años de intervención y posicionamiento del Estado en roles que le eran reservados al sector privado. La Ley 24.065 establece los lineamientos fundamentales de la regulación del sistema eléctrico argentino, diferenciando claramente los roles del sector público y privado.</p> <p>En su artículo 1, caracteriza como servicio público únicamente al transporte y distribución de electricidad, estableciendo que dichas actividades deben ser reguladas y controladas para asegurar el acceso universal, la calidad y la eficiencia en el suministro. En cambio, la actividad de generación de electricidad, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público, es considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren su normal funcionamiento. Esto implica que la generación no es un servicio público, sino que está orientada a satisfacer el interés general mediante mecanismos de mercado, fomentando la participación privada y la competencia.</p> <p>El Decreto, en línea con los principios de la ley, busca reducir la intervención del Estado en la generación, volviendo al esquema original del marco regulatorio, que promovía la separación entre los roles del Estado y los agentes privados, con el objetivo de fomentar la eficiencia, la competencia y la inversión en el sector eléctrico. De esta forma, el Decreto procura restablecer un entorno donde el Estado se enfoque en su rol regulador y de control, mientras que las actividades productivas, como la generación de energía, sean realizadas por el sector privado en un contexto de competencia y apertura.</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>4.2.3 La alteración de la posición contractual de IEASA a través de la Circular 10, fundado en cierta imprevisión a la hora de evaluar la vigencia de los avales del Tesoro, provocó un incremento en el riesgo a cargo la compañía.</b>  <b>"...Dicha impericia tuvo como consecuencia una nueva alteración de las condiciones de los PBC aprobados por Resolución ex MINEM 289/18, para poder concluir las transferencias instruidas por el PEN con la consecuente asunción del riesgo de la nueva operación, por parte de IEASA.</b>  <b>En definitiva, IEASA asumió el rol de acreedor final, manteniendo los términos y condiciones originales excepto por el aval del Tesoro Nacional, que debió ser reemplazado por garantías privadas. De esta manera se sostuvo el esquema de fideicomisos y la cesión de los derechos de cobro de CAMMESA, garantizando el repago de la deuda, ahora en favor de IEASA que cambió el objeto de la operación, puesto que dejó de percibir la liquidez y se convirtió en inversor del fideicomiso..."</b></p>	<p>La observación señala que la alteración de la posición contractual de ENARSA a través de la Circular 10, fundada en la falta de previsión respecto a la vigencia de los avales del Tesoro, generó un incremento del riesgo para la compañía. Sin embargo, no se presenta un análisis específico que permita concluir que dicha modificación implique efectivamente un mayor riesgo.</p> <p>En primer lugar, se indica que, tal y como se detalla en el "Informe de Auditoría" la cuestión de los avales del Tesoro Nacional, fue una cuestión que generó diversas interpretaciones en el seno de la administración. Luego de las diversas opiniones, finalmente se concluyó que el Tesoro Nacional no podría avalar obligaciones (en este caso de pago) en cabeza de empresas privadas lo que implicó que debieran realizarse ciertos ajustes al esquema financiero originalmente previsto.</p> <p>En segundo lugar, se señala que la modificación del aval del Tesoro Nacional por garantías privadas no necesariamente conlleva un aumento del riesgo para ENARSA. Aunque se reconoce que hubo un cambio en la naturaleza de las garantías, el hecho de que estas garantías privadas cumplan con las funciones del aval inicial sugiere que no existe un incremento del riesgo. La función principal de una garantía es respaldar el cumplimiento de la obligación y, en este caso, no se ha demostrado que las garantías privadas sean menos eficaces o más riesgosas que el aval del Tesoro. Adicionalmente, se encontraba estructurado un mecanismo de fideicomiso para garantizar los pagos.</p> <p>La observación tampoco incluye un análisis comparativo entre la situación de ENARSA en uno y otro caso. Para poder determinar si el riesgo asumido por ENARSA aumentó, sería necesario realizar un análisis detallado de las características de cada una de las situaciones para que puedan ser comparables entre sí. En ausencia de este análisis, no puede afirmarse que el riesgo haya aumentado simplemente por el cambio de la posición de ENARSA, a menos que, confirmando el sesgo del "Informe de Auditoría"</p>	<p>Se reitera que no es función de la AGN realizar análisis comparativo alguno ni tampoco proponer soluciones alternativas a las situaciones planteadas.</p> <p>El equipo de trabajo aludió que se verificó un incremento del riesgo de la compañía como efecto del cambio de la posición de IEASA en el esquema de los fideicomisos., lo cual se sostiene por la sola circunstancia de asumir como inversión a futuro una operación no prevista (rescate de los títulos en poder del FGS), renunciando a la liquidez que implicaba el pago de la venta de las centrales.</p> <p>ENARSA no puede desconocer que en la teoría financiera se considera al rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos como la tasa libre de riesgo.</p> <p>Este es el parámetro sobre el cual se consideran los rendimientos excedentes que el inversor demanda a cualquier proyecto con riesgo diferencial.</p> <p>En este orden y a fin de establecer un parámetro local, es lógico pensar que el crédito del Tesoro Nacional se considere como un parámetro de base sobre el cual considerar los rendimientos requeridos a cualquier otro activo financiero.</p> <p>Para el caso que nos ocupa, el hecho de que los flujos cuenten con un aval del Tesoro los equipara, en términos</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>lo que se quiera decir es que -por definición- ninguna garantía privada es equiparable a un Aval del Tesoro Nacional, lo que contradice lo que nos enseña la Historia Económica, en el sentido de que el crédito se desarrolló y creció robustamente en virtud de transacciones entre comerciantes, sin garantías estatales.</p> <p>Por último, es importante destacar que el cambio en el esquema financiero no alteró la capacidad de asegurar el repago de la deuda y que la operación se mantuvo en condiciones que permiten proteger adecuadamente los intereses de ENARSA<sup>8</sup>. Adicionalmente, en virtud del cambio de roles entre ENARSA y el FGS, en donde ENARSA pasó a ser el acreedor de los títulos de deuda y el FGS registró el ingreso de los fondos líquidos producto de la venta, no representó perjuicio alguno para el Estado.</p>	<p>de rendimientos, a los bonos emitidos por el mismo.</p> <p>Por lo expuesto se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>4.2.4 Los cambios introducidos a los conceptos de "Monto Mínimo en Efectivo" y "Monto Ofrecido", determinaron la venta de las CT a un precio inferior al planificado.</b></p> <p><b>"...En los PBC se definen los conceptos de 'Monto Mínimo en Efectivo' como aquel que los Oferentes deberán comprometerse a abonar al contado a IEASA en el Sobre 2 de su Oferta Económica, equivalente al 85% de la Tasación, y el de 'Monto Ofrecido', que es "la suma del Monto Mínimo en Efectivo más el Monto Variable, y constituye la contraprestación total a cargo del Adquirente por la transferencia del Fondo de Comercio y del Inmueble objeto de la Licitación, el que no podrá ser inferior a la Tasación".</b></p> <p><b>La Circular, disminuyó el "Monto Mínimo en Efectivo" al 75% de la Tasación, y en cuanto al concepto de "Monto Ofrecido",</b></p>	<p>Con relación al precio de venta, como ya lo hemos dicho - y reiterado, hasta el cansancio- cabe señalar lo siguiente: En Procesos Licitatorios Nacionales e Internacionales (como los que gobernaron la transferencia de las Centrales Térmicas) regidos por los Principios de Oposición -o Concurrencia-, Publicidad e igualdad (los que fueron escrupulosamente respetados) el precio de venta resulta del Proceso Licitatorio; no es fijado, de manera alguna, en los Pliegos.</p> <p>La valuación del Tribunal de Tasaciones de la Nación fue ajustada en razón de (a) Los sobrecostos pagados por el Estado Nacional en la construcción de las Centrales Térmicas, que inficionaban la valuación del Tribunal de Tasaciones de la Nación y que el mercado no iba a reconocer; y (b) Las cambiantes condiciones económico-financieras del mercado en ese momento.</p> <p>Adicionalmente a las consideraciones efectuadas anteriormente con relación a la posibilidad de modificar el Pliego de Bases y Condiciones, y los objetivos de tales modificaciones, al igual que lo expresado en el punto 1.5) se señala que la modificación relativa a la disminución del "Monto Mínimo en Efectivo" al 75% de la Tasación y la</p>	<p>Dice el auditado haber "<i>repetido hasta el cansancio</i>" (textual) que en procesos licitatorios nacionales e internacionales, como los que gobernaron la transferencia de las CT, regidos por los principios de concurrencia, publicidad e igualdad, el precio de venta resulta del proceso licitatorio y no es fijado, de manera alguna en los Pliegos.</p> <p>La AGN comparte dicha premisa y no tiene objeciones al respecto.</p> <p>Ahora bien, luego dice el auditado que la valuación del TTN fue ajustada en razón de los sobrecostos pagados por el Estado Nacional en la construcción de las CT que inficionaban la valuación del TTN y que el mercado no iba a reconocer y de las cambiantes condiciones económico-financieras del mercado en ese momento.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>suprimió la indicación de que este no podría ser inferior al de la Tasación..."            "...se decidió dejar de lado el valor del TTN como precio base y se estableció como nuevo precio base, el valor de la mayor oferta recibida en el primer llamado..."</p>	<p>eliminación de la restricción que impedía que el "Monto Ofrecido" fuera inferior a la Tasación, buscaron fomentar una mayor participación de oferentes en el proceso licitatorio, facilitando el acceso a un mayor número de propuestas y, en última instancia, promoviendo la competitividad en el mercado.</p> <p>Es importante destacar que, en el contexto existente en aquel momento, una mayor flexibilidad en esos montos coadyuvaba a obtener una mayor atracción de inversores, lo cual es beneficioso para la transferencia de activos. Nótese que el propio informe reconoce la dificultad de atraer inversores dispuestos a ofertar por las centrales. En tal sentido, reconoce que en el caso de Central Térmica Ensenada de Barragán el llamado a ofertar fue declarado fracasado y hubo que desarrollar uno nuevo, en el cual se presentó solo un oferente.</p> <p>Se volverá sobre este aspecto al contestar el punto 4.5</p>	<p>Cabe destacar que en ninguna de las comunicaciones que este Organismo de control mantuvo con ENARSA durante las tareas de campo se esgrimió tal argumento. Tampoco agrega el auditado elemento alguno que fundamente tales afirmaciones por lo que, como se dijo previamente, no corresponde su consideración.</p> <p>Luego agrega que las modificaciones a los PBC tuvieron en miras favorecer la concurrencia y promover la competitividad del mercado.</p> <p>Sin embargo, no pudo constatar un mayor número de oferentes a partir de las modificaciones introducidas.</p> <p>Por las razones expuestas, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>Hallazgo 4.3 Las evaluaciones de las propuestas durante las licitaciones fueron realizadas por un tercero, lo cual no se encontraba previsto en los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC)</b>  <b>"...Surge de ambos dictámenes que la Comisión Evaluadora fundó sus recomendaciones en lo indicado por el estudio de abogados, aunque se refiere a las atribuciones previstas en el artículo 24 del PBC de ambas Licitaciones.</b>  <b>Es decir, IEASA tercerizó la función de evaluar las ofertas económicas sin que dicha facultad se encuentre prevista en los PBC, aprobados por el ex MINEM, contraviniendo de esta manera el carácter objetivo e irrenunciable de la</b></p>	<p>Con relación esta observación, además de lo anteriormente expresado en la sección 1.4) el "<i>Informe de Auditoría</i>" incurre en graves contradicciones al señalar en una primera medida que: "<i>...De la lectura de los informes de la Comisión Evaluadora sobre las ofertas económicas del 15/02/09 presentadas para ambos procesos licitatorios, se verificó la remisión a un Memorandum de la misma fecha emitido por un estudio jurídico ajeno a IEASA ...</i>" para luego indicar que "<i>...IEASA tercerizó la función de evaluar las ofertas económicas sin que dicha facultadas se encuentre prevista en los PBC, aprobados por el ex MINEM, contraviniendo de esta manera el carácter objetivo e irrenunciable de la competencia asignada.</i>".</p> <p><i>El "Informe de Auditoría" reconoce la emisión del informe por parte de la Comisión Evaluadora, en ejercicio pleno de las responsabilidades establecidas en el PBC, pero al mismo tiempo indica que dicha comisión tercerizó su función</i></p>	<p>ENARSA manifiesta que la AGN incurre en contradicción en tanto, por un lado, reconoce la emisión del informe por parte de la Comisión Evaluadora, en ejercicio pleno de las responsabilidades establecidas en el PBC, pero, al mismo tiempo, indica que dicha Comisión tercerizó su función y renunció a su competencia.</p> <p>La Auditoría no incurre en contradicción alguna ya que ambas afirmaciones son ciertas.</p> <p>El informe fue emitido por la Comisión, pero su contenido surge de un Memo realizado por un estudio jurídico ajeno a ENARSA.</p> <p>Dicha tercerización no se encontraba</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>competencia asignada..."</b>  <b>"...La tercerización fue realizada a un estudio jurídico que, según constatación realizada por la Auditoría el día 12/08/24, contaba entre sus clientes a las empresas adjudicatarias de la venta de la CTEB..."</b>  <u><b>Recomendación 6.3</b></u>  <b>Respetar el principio de la competencia asignada por una norma proveniente de la cartera de Estado</b></p>	<p><i>y renunció a su competencia. Sin perjuicio que esta contradicción alcanza para invalidar la observación en cuestión, se señala que no es cierto que la Comisión renunció a sus competencias. Como se dijo, emitió sus informes, es decir, realizó la función para la que fue constituida. Lo hizo con la asistencia jurídica de un estudio, lo que no sólo no se encontraba prohibido en el PBC, sino que constituyó una instancia adicional de revisión y análisis. El informe en responder no indica el perjuicio concreto que esta asistencia tuvo en el devenir del proceso, ni aborda en qué consistió la asistencia, ni las conclusiones allí arribadas, limitándose únicamente a mencionar que, de acuerdo con la constatación realizada el 12/08/24 (más de 5 años desde producida la venta), el estudio jurídico contaba entre sus clientes a las empresas adjudicatarias de CTEB. Sin embargo, omite dar detalles sobre dicha constatación, tales como: de qué forma se hizo, o desde cuando son clientes, o que otros clientes del sector tiene, o sobre qué temas asesora a esos clientes. Pero, la falta de rigor técnico es más evidente aún, cuando no aborda de qué forma eso impactó en las conclusiones de la asistencia que brindó el estudio jurídico ni en el informe realizado por la Comisión Evaluadora.</i></p>	<p>prevista en ninguna de las normas que rigieron la licitación pública.            Se reiteran las consideraciones realizadas sobre este punto y se agrega que no es función de la AGN demostrar ningún perjuicio ocasionado, sino describir una situación encontrada que vulnere un criterio determinado.            Comprobar perjuicios es función de las partes en una contienda judicial, no de la AGN.            Lo mismo se indica para la constatación realizada vinculada con la cartera de clientes del estudio jurídico tercerizado.            Por lo expuesto, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>Hallazgo 4.4 La conveniencia de la inversión del producido de la venta en el financiamiento de las centrales no fue justificada, sino subsidiariamente al fin de mejorar el precio de venta. Su costo no fue cuantificado y no se encontró evidencia respecto de su razonabilidad en relación con los precios ofertados.</b>  <b>" ...IEASA sustituyó el esquema de garantía, mediante el rescate sin extinción de los títulos de deuda, reemplazando al FGS como su tenedor y beneficiario (acreedor). IEASA, como parte vendedora de las centrales, fue</b></p>	<p>Con relación a los hallazgos descriptos en este apartado se menciona que carecen de sustento técnico, ya que no se aporta un análisis detallado ni evidencia sobre cómo la inversión afectó negativamente el proceso o las finanzas involucradas. La afirmación sobre la falta de cuantificación es genérica y no ofrece parámetros concretos que permitan evaluar la razonabilidad de las observaciones formuladas. Además, es importante señalar que el propio "Informe de Auditoría" reconoce que, a medida que avanzaba el proceso licitatorio, el contexto macroeconómico se deterioraba, indicando textualmente que: "...el proceso licitatorio de CTEB, a medida que avanzó en el tiempo sin una adjudicación, enfrentó un contexto macroeconómico más volátil, de mayor incertidumbre, con encarecimiento del</p>	<p>Se reitera que no es función de la AGN demostrar los perjuicios ocasionados, sino describir la situación encontrada en contraste con un criterio, sus causas (de existir) y los efectos.            La alusión al contexto macroeconómico en que se desarrolló la licitación de la CTEB se vincula con la demostración de las diferencias que se generaron en ambos procesos y sus consecuencias.            La necesidad de modificar de manera recurrente los PBC da cuenta de defectos en la planificación que luego</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>reemplazada por las partes compradoras como los nuevos fiduciantes (deudor). Para ello, debió destinar el valor en efectivo de la venta para rescatar los valores de deuda, lo que significó una inversión financiera, subsidiaria al proceso licitatorio, que no fue originalmente prevista y que requería una evaluación adicional respecto a cómo ésta permitiría a IEASA obtener un mejor resultado de la venta, al asumir un nuevo rol y un riesgo no contemplado inicialmente en el proceso licitatorio, ni en las directrices de la venta..."</p> <p>"...En conclusión, las modificaciones al esquema financiero ya en diciembre de 2018, debían ser considerados en el contexto de la obtención de un mejoramiento del precio a ofertar por las centrales, y no como una inversión financiera aislada, entendiendo que la propia Dirección de Administración de Finanzas de IEASA señalaba, en ese momento, la existencia en el mercado de activos financieros de mayor rendimiento, emitidos por el propio Tesoro para financiar sus gastos..."</p> <p>A partir de la comunicación entre IEASA y la SGE, los documentos que registraron las decisiones del Directorio y de los accionistas, y en particular por la negativa a refinanciar la deuda de la CTBL en los mismos términos que la CTEB, se evidenció que el financiamiento otorgado no generó un beneficio, dadas las condiciones de mercado, sino un costo para asegurar la</p>	<p><i>financiamiento...11</i> Este reconocimiento refuerza que las medidas tomadas estuvieron dirigidas a asegurar la competitividad del proceso y el éxito del mismo, priorizando una mayor concurrencia de ofertas para obtener mejores resultados en un entorno cada vez más complejo.</p> <p>Del mismo modo, y con relación a la modificación del esquema de garantías el informe omite una evaluación técnica adecuada de los riesgos financieros y/u oportunidades que surgieron a partir de ello. No se menciona de manera concreta qué perjuicio se habría generado por la sustitución del FGS como acreedor, ni se analizan los impactos reales de este cambio sobre las finanzas de ENARSA. Además, como señalamos, no se considera el contexto macroeconómico adverso reconocido en el informe, que justifica la adopción de medidas para mitigar riesgos y garantizar el éxito del proceso de venta en condiciones más favorables.</p> <p>A su vez, la observación no establece de forma concreta cómo las modificaciones a las que refieren sobre el esquema financiero afectaron negativamente el proceso de venta. La referencia a la existencia de activos financieros de mayor rendimiento no tiene relación directa con el proceso de venta de las centrales térmicas, y no se ofrece un análisis comparativo que demuestre que la decisión tomada fue perjudicial para ENARSA.</p> <p>En resumen, las observaciones presentadas adolecen de rigor técnico al emitir juicios sin un análisis detallado del contexto macroeconómico y de las decisiones adoptadas. No se menciona ningún perjuicio concreto ni cuantificable que permita concluir que las acciones llevadas a cabo en el marco del procedimiento en análisis afectaron negativamente el proceso de venta de las centrales térmicas. De hecho, el propio "Informe de Auditoría" reconoce el deterioro del contexto macroeconómico, lo que justifica plenamente las medidas adoptadas para priorizar el éxito del proceso licitatorio, asegurando una mayor concurrencia de ofertas y mejores resultados.</p>	<p>condujeron a decisiones improvisadas a fin de no frustrar las ventas.</p> <p>El hallazgo de auditoría, al contrario de lo que expresa ENARSA se vincula con los efectos de las decisiones tomadas. De hecho, las demoras en el cierre de ciclo de ambas centrales son una consecuencia de las decisiones adoptadas.</p> <p>El auditado nada dice respecto de la falta de fundamentación de la inversión asumida y del cambio de destino del importe cobrado por la venta de las centrales.</p> <p>Más aún, durante el desarrollo de sus comentarios, ENARSA recurre reiteradamente a los fundamentos del Decreto 882/17. Específicamente expresa: <i>"Conforme hemos indicado en el capítulo I, la finalidad del Poder Ejecutivo al emitir el Decreto Nº 882/2017 fue la de evitar la participación del Estado Nacional en un segmento de la economía que no lo necesitaba, como es la generación de energía eléctrica, utilizando los fondos obtenidos por dichas ventas para otros fines. El objetivo principal del Poder Ejecutivo no fue, entonces, asegurar el cierre de ciclo de las Centrales Térmicas"</i></p> <p>Cabe concluir entonces que el Estado no utilizó los fondos obtenidos para otros fines, sino para solucionar su propia impericia en la planificación e implementación de la política pública: rescatar los VRD del Fondo de</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>venta, y un riesgo no previsto originalmente en el proceso licitatorio para IEASA.</p> <p><b>Recomendación 6.4</b> Ponderar, ante del cambio de los esquemas financieros decididos por la defectuosa planificación señalada y su consecuente cambio de rol en la posición contractual original, el escenario de mercados de activos financieros convenientes para la compañía, así como un mejoramiento en el precio de los activos. Es decir, ante un nuevo escenario generado por una errónea planificación, no deben soslayarse elementos tales como la cuantificación del costo del financiamiento, la rentabilidad esperable en el mercado y los rangos de precios ofertados como justificativos de la operación y el nuevo rol de acreedor por parte de IEASA.</p>		<p>Garantía de Sustentabilidad asumiendo un riesgo no considerado originalmente.</p> <p>Se remite en este punto a lo considerado en el último párrafo de la respuesta al hallazgo 4.2.3.</p> <p>Por lo expuesto, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>Hallazgo 4.5 Las Centrales Térmicas fueron vendidas a un precio inferior (20% CTBL y 25% CTEB) al valor patrimonial calculado por el Tribunal de Tasaciones de la Nación.</b></p> <p>"...La sala del Tribunal analizó dicha valuación y propuso correcciones, expuso las desventajas de su aplicación y desaconsejó su utilización ante, en su opinión, la idoneidad de la metodología desarrollada en su análisis. Incluyó el valor residual de las centrales, modificó la tasa de descuento y recalculó el Valor Actual Neto del Flujo de Fondos, acercando los valores estimados mediante esa metodología a los calculados mediante la valuación patrimonial de las Centrales..."</p> <p>"...Al momento de apertura de las ofertas para el segundo llamado, se recibió una sola oferta conjunta de Pampa Cogeneración S.A. e YPF S.A., por el mismo valor económico ofertado por YPF en el proceso previo. Dicha oferta fue calificada admisible y resultó adjudicada. El valor de adjudicación ascendió a los USO 229,43 millones, que representó: i) un monto ofrecido inferior a la oferta económica recibida en el llamado previo y, ii) alrededor de USO 76,48 millones en detrimento del valor patrimonial tasado para la Central (25% menos) ..."</p> <p>"...Un factor adicional para evaluar el resultado del proceso de venta, es que los informes del Tribunal, tomaron en cuenta las deudas informadas de las</p>	<p>Una vez más debemos remitirnos, en homenaje a la brevedad, a lo que ya hemos dicho -y reiterado- en el sentido de que el precio de venta es fijado por el mercado, no se establece en los Pliegos.</p> <p>Específicamente señalamos aquí que, adicionalmente a lo expuesto en el punto 1.5) el "<i>Informe de Auditoría</i>" realiza una comparación sesgada respecto del valor de venta de las centrales y el proyectado a obtener en función de los distintos métodos de valuación de los activos, sobre los cuales nos hemos expedido en el punto 3.2.2 al cual remitimos en honor a la brevedad.</p> <p>Si se toma en cuenta la valuación realizada por el método flujo de fondos presentada por ENARSA de \$180, SMM en el caso de CTBL y \$270 SMM en el caso de CTEB, la diferencia con el valor de adjudicación (\$165,43MM -CTBL- y \$229,43MM -CTEB-) es del orden de 8,35% y del 15,27% respectivamente.</p> <p>Adicionalmente, el "<i>Informe de Auditoría</i>" soslaya el contexto existente en ese momento. Como hemos referido en el punto 4.2.1 y 4.2.4, el procedimiento de venta de las centrales, sus objetivos y resultados que debe ser analizado teniendo en cuenta el estado del sector energético en ese momento, los actores del mercado, las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores del mercado y el contexto económico en general. Todas cuestiones que el informe deliberadamente omite considerar, dando cuenta de su falta de rigurosidad técnica. Nótese que a lo largo del informe se reconoce la dificultad de atraer inversores dispuestos a ofertar por las centrales. Este sólo reconocimiento es prueba fundamental de que el método de valuación propuesto por el TTN es cuanto menos insuficiente, al no considerar que los activos están intrínsecamente asociados a un negocio que se desarrolla en un contexto, económico y financiero que debe ser considerado.</p> <p>Esa dificultad se encuentra corroborada por la participación de tres oferentes en ambos procesos. Es decir, solo a partir</p>	<p>Dado que el auditado reitera la línea argumentativa ya expuesta, nos remitimos a dicho punto, en mérito a la brevedad, sintetizando lo siguiente:</p> <p>a) El precio de venta de las centrales no fue fijado por el mercado. El Decreto 882/17 determinó la intervención del TTN y los PBC fijaron parámetros de los precios a los que debían venderse los activos.</p> <p>b) ENARSA modificó los PBC persiguiendo una finalidad que no se cumplió (mayor concurrencia)</p> <p>c) No corresponde analizar las críticas que el auditado realiza a la metodología utilizada para la valuación de las CT.</p> <p>d) Las CT fueron enajenadas a un precio incluso inferior a las tasaciones de ENARSA, utilizando una metodología criticada por el TTN, organismo especializado en la materia.</p> <p>e) Las cuestiones vinculadas con el estado del sector energético, los actores del mercado, las perspectivas del negocio, su escala, las condiciones financieras de los actores y el contexto económico en general, debió haber sido analizado por el auditado, no por la AGN. De dichas omisiones da cuenta el hallazgo 4.1. del trabajo de auditoría, lo cual expone la falta de rigurosidad técnica de ENARSA, y no de este Organismo de control.</p> <p>f) La circunstancia de que la</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>centrales, con fecha a marzo de 2018. En el lapso entre ese momento y la adjudicación, el esquema de fideicomisos financieros, todavía bajo responsabilidad de repago de IEASA, continuaron amortizando capital adeudado durante el proceso licitatorio y, en consecuencia, redujeron el valor adeudado para cada Central..."</p> <p><b>Recomendación 6.5</b> Fortalecer las tareas de planificación, coordinación y evaluación de las acciones desarrolladas. Incorporar la fundamentación técnica en las decisiones concernientes a la gestión de activos económicos estratégicos, que requirieron un análisis y estudio desde una perspectiva sectorial (energética), económica (gestión de activos físicos y financieros) y administrativa (gestión de procesos). Se recomienda a los auditados documentar los procesos de toma de decisión y comunicación de manera de dejar registro y dotar de transparencia las licitaciones y la gestión de los bienes estatales para garantizar la: a) economía de los recursos, b) eficiencia de los procesos y c) efectividad de la gestión. Los organismos que conforman la Administración Pública deben propender a que las políticas implementadas sean económicas, eficientes y efectivas y que no se aparten de los criterios fijados por el PEN, habida</p>	<p>de las medidas que se tomaron para alentar la presentación de ofertas se consiguió generar algo de interés en el mercado, pero el contexto económico imperante en dicho momento fue determinante en el interés del negocio. Finalmente, con relación al plazo transcurrido entre la valuación efectuada por el TTN y la efectiva adjudicación de las centrales, si bien es cierto que se continuó amortizando capital adeudado durante el proceso licitatorio, y consecuentemente, reduciéndose la deuda de cada central, es normal y habitual en este tipo de procesos establecer una fecha de corte que permita realizar una valuación sobre parámetros determinados (aunque estos sean dinámicos). Más aún, otros aspectos de las centrales también deben considerarse afectados por el paso del tiempo, tales como, la vida útil de las instalaciones, ingresos percibidos durante ese período, plazo remanente de vigencia de los contratos, etc.</p> <p>En resumen, el "Informe de Auditoría" presenta una clara falta de rigor técnico y un marcado sesgo en sus apreciaciones, lo que imposibilita otorgarle la validez requerida en un análisis de tal envergadura. Cada observación, y está en particular, se sustenta en análisis parciales que omiten una explicación exhaustiva del contexto en el que se llevó a cabo el proceso de venta instruido por el Decreto 882/17. Este proceso no puede entenderse sin tener en cuenta las circunstancias económicas y regulatorias que motivaron las acciones adoptadas, las cuales fueron diseñadas no solo para cumplir con los objetivos establecidos, sino también para adaptarse a un entorno dinámico y de alta complejidad.</p> <p>Lejos de la interpretación limitada que intenta presentar el "Informe de Auditoría", las medidas impulsadas para fomentar la concurrencia a los procesos licitatorios no solo contribuyeron de manera efectiva a alcanzar el objetivo de maximizar la participación, sino que fueron esenciales para el desarrollo del proceso. En un escenario donde la competencia por los activos era limitada y los riesgos</p>	<p>amortización de la deuda entre las tasaciones y la venta de las CT no haya aumentado su precio (o las ofertas presentadas) como un agravante a la venta a precios inferiores, no modifica las conclusiones del hallazgo de auditoría.</p> <p>Por las consideraciones expuestas, se mantienen el hallazgo y la recomendación.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>cuenta que cualquier error en la planificación y/o ejecución de las decisiones impacta directamente en el erario público e indirectamente en los derechos de usuarios de los servicios públicos.</b></p>	<p>financieros eran elevados, dichas medidas resultaron determinantes para generar interés y promover la participación de un mayor número de actores. De no haberse adoptado estas medidas, la concurrencia a los procesos hubiera sido aún más reducida, con el consecuente riesgo de desvirtuar los principios de competencia y transparencia que rigen los procedimientos licitatorios.</p> <p>En este sentido, es importante destacar que el éxito de un proceso licitatorio no puede ser medido exclusivamente en términos de resultados financieros inmediatos, sino en función de su capacidad para cumplir los objetivos públicos establecidos, entre los cuales se encontraba, volver a los principios del marco regulatorio eléctrico (ver punto 3.1.3.4.), asegurar la mayor concurrencia posible y fomentar una competencia real y efectiva. Las medidas adoptadas estuvieron alineadas con este propósito y, por tanto, resultaron no solo apropiadas, sino indispensables para asegurar un proceso competitivo y transparente.</p>	
<p><b>Hallazgo 4.6 La venta de las Centrales no logró efectividad en la concreción de los ciclos combinados, en tanto no se realizaron en el menor tiempo posible, según lo instruido por el Decreto 882/17. "...En conclusión, el desarrollo de las centrales sufrió: i) la paralización de las obras bajo gestión de IEASA, ii) inacción por parte de la IEASA en el período entre la rescisión y el proceso de venta, iii) demoras en el proceso licitatorio de venta y iv) retrasos posteriores a la venta sin un dispositivo sancionatorio efectivo..."</b></p>	<p>Con relación a este punto se destaca que ENARSA cumplió con el mandato conferido en cada una de las instrucciones recibidas por parte de la autoridad de aplicación y accionista de la compañía.</p> <p>En tal sentido, el propio informe reconoce que con las obras paralizadas desde 2015, el ex MINEM solicitó a ENARSA adoptar las medidas conducentes para asegurar la finalización y puesta en servicio de las obras pudiendo para ello rescindir contratos. Posteriormente, en el año 2017 el Decreto 882/17 instruyó la venta de las centrales.</p> <p>El "<i>Informe de Auditoría</i>" omite explicar las causas por las cuales las obras relacionadas a las centrales estaban paralizadas desde 2015. Tampoco refiere los actos que hubiesen sido necesarios para que se reanuden.</p>	<p>El hallazgo se vincula con las demoras en la finalización de las obras de cierre de ciclo, desde la decisión de desprenderse de las CT.</p> <p>No corresponde que la Auditoría considere las causas de paralización de las obras previas a la decisión de venta ni considerar los actos necesarios para que se reanuden.</p> <p>El objeto del proyecto es el análisis de la venta y sus efectos y en ese ámbito se analizaron las demoras en los cierres de ciclo, tomando como parámetro criterios del propio</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>Recomendación 6.5</b>  <b>Fortalecer las tareas de planificación, coordinación y evaluación de las acciones desarrolladas. Incorporar la fundamentación técnica en las decisiones concernientes a la gestión de activos económicos estratégicos, que requirieron un análisis y estudio desde una perspectiva sectorial (energética), económica (gestión de activos físicos y financieros) y administrativa (gestión de procesos). Se recomienda a los auditados documentar los procesos de toma de decisión y comunicación de manera de dejar registro y dotar de transparencia las licitaciones y la gestión de los bienes estatales para garantizar la: a) economía de los recursos, b) eficiencia de los procesos y c) efectividad de la gestión.</b>  <b>Los organismos que conforman la Administración Pública deben propender a que las políticas implementadas sean económicas, eficientes y efectivas y que no se aparten de los criterios fijados por el PEN, habida cuenta que cualquier error en la planificación y/o ejecución de las decisiones impacta directamente en el erario público e indirectamente en los derechos de usuarios de los servicios públicos.</b>  <b>4.6.1 La Central Térmica Brigadier López (CTBL), no cerró su ciclo combinado.</b>  <b>"...De acuerdo al criterio del PBC original, la fecha de cierre de las obras debería haber ocurrido en un plazo de 14</b></p>	<p>Adicionalmente atribuye una inacción por parte de ENARSA entre el período de rescisión de los contratos de obra y el proceso de venta, sin aclarar cómo llega a esa conclusión. También señala una serie de demoras en el proceso licitatorio de venta, pero, nuevamente, sin indicar concretamente a que se deben. Enuncia a modo de conclusión, consideraciones alejadas de todo sustento fáctico que restan validez al informe en análisis.          Adicionalmente a lo expuesto en la sección "I - Consideraciones Generales" de la presente se señala que, en este punto el "Informe de Auditoría" evidencia el sesgo con el que fue elaborado, al utilizar un enfoque metodológico inadecuado para evaluar el proceso. El informe pretende basarse en un pliego que no estaba vigente en el momento de la licitación para realizar una comparación de los resultados, lo cual resulta incorrecto y metodológicamente inconsistente. Ello sin mencionar que el "Informe de Auditoría" omite considerar el impacto de la Pandemia CoViD-19 y la consecuente Cuarentena.          Lo adecuado y riguroso habría sido emplear como referencia el pliego efectivamente aplicado durante el proceso de venta, ya que este contenía las disposiciones y condiciones que fueron tenidas en cuenta por todos los participantes, y meritar el impacto de la Pandemia CoViD-19 y de la Cuarentena.          Al utilizar un pliego inaplicable, el informe distorsiona la realidad del proceso evaluado y genera conclusiones que no reflejan fielmente la estructura y los objetivos de la licitación. El análisis debería haber considerado las reglas bajo las cuales se desarrolló efectivamente el procedimiento, ya que estas fueron diseñadas para adaptarse a las condiciones específicas del mercado y las políticas energéticas vigentes en ese momento. Cualquier comparación que omita este marco normativo no solo es imprecisa, sino que también ignora el contexto jurídico y económico en el que se tomó la decisión.          Este tipo de omisiones metodológicas comprometen la</p>	<p>auditado.          Vale reiterar que la AGN analizó el impacto de las modificaciones en los PBC decididas sobre elementos del contrato y principios de la licitación. Es decir, era parte del trabajo de este Organismo analizar los PBC previo y luego de las modificaciones introducidas y, efectivamente, se constató que las modificaciones fueron infructuosas para el logro de los objetivos considerados.          Por ello, que el auditado razone que el análisis es "sesgado" o "metodológicamente inconsistente" por analizar cláusulas del PBC que no se encontraban vigentes constituye un sinsentido, en el marco del objeto delimitado.          Por último, con relación a la pandemia del COVID, esto fue considerado durante el desarrollo de las tareas y se tuvieron en cuenta los hechos relevantes denunciados en la Comisión Nacional de Valores, lo cual surge del proyecto de informe. Sin perjuicio de ello, los auditados no alegaron cuestión alguna vinculada con la pandemia durante las tareas y no agregan, en la nota que se responde, documentación que permita corroborar sus manifestaciones.          Por lo expuesto, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>meses a partir de la transferencia de la central a su adquirente, por lo cual, si se proyecta el plazo mencionado, a partir de la fecha efectiva de transferencia de la central a la parte compradora Central Puerto S.A., fechada el 14/06/19, el plazo para las obras habría concluido el 14/08/20.</p> <p>Como fuera mencionado en el hallazgo 4.2.2. dicha condición fue retirada de la licitación mediante la Circular 1, en contradicción con la instrucción del Decreto 882/17 y el objetivo de la venta de las centrales con el cierre de ciclo en el menor tiempo posible..."</p>	<p>validez de las conclusiones del informe y desvirtúan su capacidad de ofrecer un análisis imparcial y técnicamente adecuado. Por lo tanto, resulta imperioso subrayar que cualquier evaluación seria y objetiva del proceso de venta debe basarse en el pliego vigente que rigió el procedimiento, y no en normas o condiciones que no fueron aplicables al caso.</p> <p>Adicionalmente, el informe carece de detalles esenciales sobre el estado de avance de las obras de cierre de ciclo de CTBL y no proporciona explicación alguna sobre las causas de dicha situación. Además, omite un análisis crítico del impacto que la falta de finalización del ciclo combinado podría tener para el adquirente, especialmente en términos de la rentabilidad de la operación. La ausencia de este tipo de evaluación es particularmente relevante, ya que la no culminación del ciclo no solo afecta el rendimiento operativo de la central, sino que también incide directamente en los flujos de ingresos proyectados.</p> <p>Finalmente, el informe hace referencia a una supuesta demora en el cierre de ciclo de la CTBL, cuando en realidad el pliego no establecía una fecha precisa para la habilitación comercial de la turbina de vapor. Fue mediante la Circular N° 1/2018 que se modificó el capítulo IV del PBC, eliminando cualquier obligación de cumplir con una fecha específica para dicha habilitación. En consecuencia, los días de "demora" mencionados en el "Informe de Auditoría" no pueden considerarse como tales. Este señalamiento revela, una vez más, el sesgo con el que se realizó el informe, al fundamentar sus observaciones en una supuesta infracción que nunca existió.</p> <p>Adicionalmente, omite considerar que una exigencia mayor al oferente en cuanto a plazos más reducido de inversión para cerrar el ciclo, desde un análisis económico, hubiera impactado en la oferta, reduciendo el precio ofrecido.</p>	



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>Hallazgo 4.7 La operación de las Centrales Térmicas a ciclo abierto, implicó un régimen de producción menos eficiente y más contaminante que el esperable de un ciclo combinado.</b>  <b>"...En su opinión técnica, CAMMESA contestó a esta Auditoría que las máquinas térmicas más eficientes dentro del parque generador térmico, son los ciclos combinados cuyo CESP se ubica en un rango entre 1600 y 1800 kcal/kWh. Se constató mediante la información disponible del MEM, que los ciclos combinados entre 2021 y 2022, exhibieron un consumo específico medio, contando la energía producida mediante GN y GO, del orden de 1700 a 1750 kcal/kWh..."</b>  <b>"...El sostenimiento de las centrales bajo ese régimen de producción, representó una pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica, y un desvío respecto de los impactos esperados de la transferencia de las centrales..."</b></p> <p><b><u>Recomendación 6.6</u></b>  <b>Incorporar en las actuaciones las alternativas y cursos de acción posibles para el desarrollo de las medidas a adoptar. Establecer escenarios con beneficios y desventajas, incorporar análisis estratégicos que permitan a los gestores conocer los efectos de los distintos escenarios. Incorporar en la toma de decisiones elementos como la eficiencia energética y la disminución</b></p>	<p>Con relación a este punto, el "Informe de Auditoría" presenta una conclusión supuestamente realizada por CAMMESA mediante Nota B- 173939-1, la cual no acompaña, en la que se indica que "las máquinas térmicas más eficientes dentro del parque generador térmico, son los ciclos combinados cuyo CESP se ubica en un rango entre 1600 y 1800 kcal/kWh... ". Sin embargo, omite considerar que dicha conclusión, genérica respecto de las distintas centrales eléctricas, no analiza el caso particular de CTBL y CTEB. No existe en análisis particular sobre las diferencias entre las centrales objeto de análisis y su comparación con el resto del parque generador, ni con las centrales de ciclo abierto ni con las de ciclo combinado. El informe, toma una conclusión general y teórica de CAMMESA y la presenta como aplicable al caso particular, sin siquiera relevar los datos concretos de ambas centrales. Omite considerar qué tipo de ciclos combinados son los más eficientes dentro de las distintas variables, cuáles hubiesen sido los regímenes de eficiencia con el cierre de ciclo de CTBL y CTEB, e incluso, cual es el CESP de CTEB a partir del cierre de ciclo de dicha central. Todo dato relevante a efectos de evaluar detalladamente el impacto del mencionado cierre de ciclo. Nótese que incluso el informe reconoce que se constató que los ciclos combinados del sistema exhibieron un consumo específico medio, contando la energía producida mediante Gas Natural y Gas Oil, del orden de 1700 a 1750 kcal/kWh, sólo entre los años 2021 y 2022. Es decir, deliberadamente omite considerar los demás años del periodo auditado, 2017, 2018, 2019 y 2020. Es así, como el informe evidencia la falta de rigor metodológico y el sesgo en su elaboración. Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" vuelve a confundir los objetivos de la transferencia de las centrales. Intenta presentar como objetivo de dicha transferencia sólo la eficiencia en la generación de energía eléctrica, y agrega que ese objetivo fue planteado en un contexto de escasez de gas natural local y en el marco de una serie de peticitas</p>	<p>El hallazgo 4.7. permitió determinar que el CESP de los ciclos combinados es menor al de los ciclos abiertos y que el cierre de los ciclos combinados hubieran mejorado la eficiencia en la producción de energía. El auditado no proporciona datos ni evidencia que permita concluir en sentido contrario. La AGN no contradice que exista más de una forma de exponer el impacto del cierre de los ciclos, pero no encuentra elementos probatorios que alteren el análisis efectuado. Se remite a los hallazgos 4.6, 4.6.1 y 4.6.2 respecto al cierre de ciclo fuera de los plazos estipulados. Tanto CTBL como CTEB no operaron como ciclos combinados durante el período auditado. A la fecha de cierre de las tareas de campo, CTBL operaba a ciclo abierto. También se trae a colación el hallazgo 4.9.1, en donde: 1) se contrasta la generación real contra la proyectada por la propia ENARSA para ambas centrales, y 2) se compara la generación de CTEB funcionando como CA y CC entre 2013 y 2023. El factor determinante para el aumento de la producción de CTEB fue efectivamente el cierre del ciclo combinado, debido al régimen más eficiente de producción, la consecuente reducción del CVP que permitió una mayor participación. de la central en el despacho</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>del uso de combustibles fósiles como variable relevante. La planificación estratégica de las acciones gubernamentales es una buena práctica que contribuirá al cumplimiento de los principios de las contrataciones, la gestión de los recursos y el cumplimiento de objetivos.</b></p>	<p>nacionales concurrentes destinadas a llevar a cabo una racionalización de la producción y del consumo de energía, citando al programa Renovar como ejemplo.</p> <p>Ahora bien, como se dijo previamente, el objetivo de la transferencia de las centrales fue, en resumidas cuentas, comenzar a regularizar el normal funcionamiento de la industria de generación de energía eléctrica, fomentando el ingreso de capitales privados que promoviesen la competitividad en el sector. Es decir, volver a los principios establecidos por el marco regulatorio eléctrico.</p> <p>Tampoco surgen del informe, las razones que justifican la afirmación de un contexto de escasez de gas natural. De los fundamentos del Decreto N° 882/2017 no surge, como pretende inducir el "Informe de Auditoría", un contexto de escasez de gas natural local. El informe tampoco presenta un análisis de la producción de gas existente en ese momento ni explica de qué forma llega a semejante conclusión.</p> <p>Como puede verse, en el año 2017 se observa una reducción marginal (0,8%) respecto a 2016 y luego, en los años 2018 y 2019, un repunte del 5,4% y 5% respectivamente. En conclusión, en los años 2018 y 2019 la producción de Gas Natural aumentó considerablemente.</p> <p>Lo expuesto, es a su vez corroborado por la Secretaría de Gobierno de Energía en el Balance de Gestión de Energía 2016-2019 (se adjunta) que indica "Al mes de octubre de 2019, la producción de gas natural acumula 23 meses de crecimiento interanual ininterrumpido, y es la mayor de los últimos 11 años... ", evidenciando la falaz conclusión del "Informe de Auditoría".</p> <p>Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" refiere a una serie de políticas p energéticas nacionales concurrentes, destinadas a llevar a cabo una racionalización de la producción y consumo de energía. Una vez más, el informe confunde los objetivos de las distintas políticas en materia energética. Las políticas nacionales de ese momento estaban orientadas a racionalizar el consumo, no la</p>	<p>El hallazgo 4.7 expone el CESP de cada central y el promedio de los ciclos combinados. La auditoría no realizó una omisión para el período señalado, sino que comparó distintas fuentes de información y contó con la opinión técnica del Administrador del Mercado Eléctrico que, si bien para el auditado constituye una "conclusión genérica" y condujo a una "falta de rigor metodológico", de acuerdo a las normas de control NCEG, constituye una buena práctica de auditoría y contribuye a la objetividad.</p> <p>A su vez, el auditado no aporta información sobre un menor valor del CESP de las centrales respecto de los CC durante el período bajo análisis.</p> <p>Respecto a la escasez de gas natural durante el período bajo examen, si bien se observa un aumento de la producción doméstica y un período de estancamiento de la demanda de gas natural, la oferta fue deficitaria durante todo el período para abastecer la demanda local, hecho que explica el déficit comercial del gas natural, y la necesidad de recurrir a combustibles alternativos para abastecer al parque térmico, para todos los años que comprenden el período bajo estudio.</p> <p>Se remite a la Memoria de los Estados Contables de ENARSA (ex IEASA) para los ejercicios de los años 2017, 2018 y 2019, sobre los puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Importación de Gas Natural Licuado (GNL).</li></ul>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>producción. Es decir, la racionalización estaba dirigida a la demanda de energía eléctrica a la sazón potenciada por un régimen demencial de subsidios energéticos, y no a la oferta.</p> <p>Del lado de la oferta, a grandes rasgos, las políticas energéticas estaban orientadas a la aplicación de los principios establecidos en los marcos regulatorios, a la reducción del déficit de la balanza energética y a la diversificación de la matriz energética nacional.</p> <p>Así, entre los fundamentos de la Resolución 71/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería que inició el Programa Renovar, se menciona que "... la expansión del uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica como finalidad principal del Régimen de Fomento- tiene consecuencias favorables para el país ya que implica, entre otras, una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción tanto del consumo de combustibles tipo fósil como de la emisión de gases de efecto invernadero y la contribución a la mitigación del cambio climático."</p> <p>En resumen, ni había un contexto de escases de gas natural, ni el programa Renovar estaba destinado a racionalizar la producción de energía. El "Informe de Auditoría" confunde los objetivos previstos en el Decreto 882/17 que instruyó la venta de las centrales y carece de los datos mínimos requeridos para un análisis metodológicamente correcto sobre la producción de energía de ambas centrales y el impacto que el cierre del ciclo hubiese tenido en cada una de ellas y en el sistema en general.</p> <p>Adicionalmente, el "Informe de Auditoría" desliza que la producción de energía de las centrales de ciclo abierto fue "más contaminante". Soslayando el hecho de que no realiza un solo análisis ni aporta un solo dato concreto con relación</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Importación de Gas de Bolivia</li></ul> <p>Del citado Balance de Gestión, se remite a los gráficos de las figuras</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• 10-2: Importaciones de gas natural de Bolivia (p.158)</li><li>• 10-3: Importaciones de gas natural licuado (p.159)</li><li>• 10-5: Balanza comercial de gas natural 1997-2019p (p.161).</li></ul> <p>Complementariamente se cita el informe de coyuntura gasífera del ENARGAS, en donde se expone la balanza comercial del gas natural con datos definitivos para el gas natural, donde se aprecia los déficits con datos definitivos para el año 2019<sup>109</sup>.</p> <p>La referencia a las políticas energéticas concurrentes a la venta de las centrales, fueron incluidas para poner en contexto al usuario del informe, de las distintas medidas impulsadas para mejorar la eficiencia del sector y racionalizar la producción energética.</p> <p>Particularmente el Renovar fue un programa concebido para aumentar la participación de energía renovable, diversificar la matriz energética, reducir el requerimiento térmico de unidades ineficientes más contaminantes y la participación de combustibles fósiles en la generación eléctrica.</p> <p>Ahora, en el entendimiento que los</p>

<sup>109</sup> [https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/informe\\_1483.pdf](https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/informe_1483.pdf)



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>a los efluentes de cada central, tampoco realiza una comparación de ambos supuestos y las horas despachadas de cada máquina de forma tal de determinar el volumen concreto de efluentes contaminantes. Tendenciosamente omite señalar que los valores absolutos de efluentes contaminantes son idénticos tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado.</p>	<p>ciclos combinados son plantas de generación más eficientes, por los argumentos vertidos en el informe, se desprende que requieren menos combustibles para producir una misma unidad de energía eléctrica que una central a ciclo abierto. Por las consideraciones expuestas, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>Hallazgo 4.8 La energía producida por las centrales fue más costosa que la aportada por generadores térmicos de Ciclos Combinados.</b>  <b>"...Complementariamente, ante el requerimiento de la Auditoría, CAMMESA señaló que los ciclos combinados con un CESP entre 1600/1800 kcal/kWh, durante el período auditado, tuvieron asociado un CVP menor a 45 U\$/MWh en promedio. Mientras que las unidades TG - ciclo abierto</b>  <b>- con un CESP mayor, cercano a 2.300 kcal/kWh, obtuvieron un CVP cercano a 55 U\$/MWh..."</b>  <b>"...En consecuencia, basado en la opinión técnica del administrador del mercado eléctrico, el efecto en términos económicos fue de un CVP en exceso de aproximadamente 10 U\$ por MWh ..."</b>  <b>"...debe destacarse que los usuarios de la energía no se beneficiaron de la venta de las centrales ni de los objetivos previstos en el proceso licitatorio, es decir, del desarrollo de las centrales térmicas, ni percibieron la mejora de su</b></p>	<p>El Costo Variable de Producción (CVP) se compone del Costo de Operación y Mantenimiento (OyM) y del costo de combustible (CVC). El OyM es un valor específico de cada central, ya que incluye su estructura salarial, contrato de mantenimiento y otros gastos e inversiones, lo que lo convierte en un parámetro particular y no representativo para realizar comparaciones generales.          En cuanto al costo del combustible (CVC), durante parte del período analizado (2018-2019), cada central tenía la capacidad de gestionar y adquirir su propio combustible, por lo que el CVC dependía de la eficiencia en la gestión de cada central. En los casos en que CAMMESA asignaba el combustible, como el gas, el costo podía variar entre centrales dependiendo de la cuenca de suministro.          En resumen, el CVP es un valor que presenta variabilidad y depende tanto de las condiciones específicas de cada central como de factores externos como la fuente de combustible.          Nuevamente, el informe realiza una consideración general y no analiza el caso específico de las centrales CTBL y CTEB, ni una comparación detallada entre estas centrales y otras del parque generador. En su lugar, utiliza una conclusión teórica de CAMMESA y la aplica sin relevar los datos específicos de ambas centrales.          Finalmente, el "Informe de Auditoría" indica que los usuarios no se beneficiaron de la venta de las centrales. Sin perjuicio de destacar, que el informe no señala en que radica esa</p>	<p>El auditado hace mención a la variabilidad del CVP y de las condiciones específicas de cada central, sin aportar datos específicos que permitan conocer el valor particular del CVP para las centrales durante el período bajo análisis.          Del análisis del CVP a nivel "tipo de central", surge una variabilidad lo suficientemente significativa para concluir que un ciclo combinado comparado con un ciclo abierto, alcanza un menor CVP, por el menor costo asociado al uso de combustibles, que representa la mayor parte del CVP. Este análisis es explícito en el hallazgo.          La AGN confirmó la hipótesis, consultando a CAMMESA y basó el hallazgo en evidencia objetiva y específica de las centrales. Efectivamente, el OED informó que las máquinas térmicas más eficientes del MEM y que tienen el menor costo a considerar para su despacho, con el mismo valor del combustible a consumir, son los ciclos combinados</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>régimen de producción y de la energía eléctrica menos costosa..."</b></p> <p><b>Recomendación 6.6</b> <b>Incorporar en las actuaciones las alternativas y cursos de acción posibles para el desarrollo de las medidas a adoptar. Establecer escenarios con beneficios y desventajas, incorporar análisis estratégicos que permitan a los gestores conocer los efectos de los distintos escenarios. Incorporar en la toma de decisiones elementos como la eficiencia energética y la disminución del uso de combustibles fósiles como variable relevante. La planificación estratégica de las acciones gubernamentales es una buena práctica que contribuirá al cumplimiento de los principios de las contrataciones, la gestión de los recursos y el cumplimiento de objetivos.</b></p>	<p>"falta de beneficio" ni los antecedentes que permiten arribar a tal conclusión, se advierte que tampoco invoca algún perjuicio.</p> <p>Como se dijo reiteradas veces, el objetivo del proceso de venta no se encontraba focalizado en el retomo al esquema original del marco regulatorio, que promovía la separación entre los roles del Estado y los agentes privados, con el objetivo de fomentar la eficiencia, la competencia y la inversión en el sector eléctrico. No tenía como finalidad principal el cierre de ciclo de las Centrales Térmicas.</p>	<p>(con consumos específicos entre 1.600 y 1.800 kcal/kWh y CVP menor a 45 U\$\$/MWh).</p> <p>Las unidades TG a ciclo abierto, tienen un consumo específico del orden de 2.300 kcal/kWh, con un CVP del orden de 55 U\$\$/MWh.</p> <p>De la información proporcionada por CAMMESA surgen los posicionamientos relativos de las CT objeto de auditoría, de donde surge la mayor eficiencia de CTEB funcionando a Ciclo Cerrado que CTBL a ciclo abierto.</p> <p>No existen restricciones en el sistema de transmisión de energía eléctrica relevantes que condicionen el despacho de ambas centrales.</p> <p>La disponibilidad de gas natural fue una limitante, pero no en particular para una central térmica, sino para todas.</p> <p>El factor determinante para la inclusión de un generador térmico fue su rendimiento frente a otras unidades competidoras del área.</p> <p>Ambas centrales están preparadas para funcionar también con gas oil, por lo que ante falta de gas natural pueden ser incluidas en el despacho si, con ese combustible, son competitivas.</p> <p>El informe señala explícitamente los motivos por los que los usuarios de la energía no se beneficiaron del proceso de venta, en el último párrafo del hallazgo.</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
		<p>Por las consideraciones expuestas, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>
<p><b>Hallazgo 4.9 Durante el período auditado, debido a la falta de desarrollo de las centrales, se redujo entre 70% y 88% la cantidad de energía que aportaron al mercado eléctrico.<sup>66</sup></b>  <b>"...Durante el período auditado las centrales en lugar de Incrementar su producción, es decir, aportar una mayor cantidad de energía (GWh), redujeron su cuota entre 2018 y 2021..."</b>  <b>"...Las causas de esta caída en el despacho de las centrales obedecen a i) una mejora de las condiciones de oferta de la generación disponible, ii) la incorporación de nueva oferta de generación renovable. Esto provocó una pérdida de competitividad relativa entre CTBL y CTEB que funcionaron durante el período en base a sus TG, en vez de integrar las mismas a un ciclo combinado, como fuese previsto desde su concepción, y en los objetivos del proceso de venta..."</b>  <b>"...El efecto de un menor nivel de despacho, es decir, que la potencia instalada tenga un menor factor de uso, fue que la energía producida disminuyó respecto a los niveles observados en los años previos. Entre 2013 y 2017, las centrales generaron 1.874 GWh (CTEB) y 770 (CTBL) GWh anuales, en promedio..."</b></p>	<p>En este punto, el <i>"Informe de Auditoría"</i> omite palmariamente un actor clave en el análisis de energía aportada, que es justamente la demanda.          No hay en todo el informe una sola referencia a los valores de demanda para cada periodo. Nótese que, dada la imposibilidad de almacenar energía eléctrica en gran escala, el sistema tiene que estar en permanente equilibrio y, por ello, la generación de energía depende de una demanda que la requiera. Así, la omisión de un factor tan importante da por tierra el análisis realizado.          Efectuando un análisis con la mínima seriedad requerida y contemplando el % de variación de demanda a lo largo de los años, se puede observar que la demanda interanual del sistema cayó desde el 2015 y recién recupera en 2021 período de baja demanda, lo que coincide con la baja en la participación de mercado de las centrales.          A su vez, en el periodo auditado se observa un incremento sustancial del parque de generación renovable, el cual, de acuerdo con lo establecido en los propios contratos tenían prioridad de despacho en la generación de energía, Es decir, independientemente de los costos y eficiencia el parque renovable, al igual que la energía nuclear y la hidroelectricidad de &gt;50MW, son despachados con anterioridad a la generación térmica. Así, este incremento de la oferta de generación de fuentes renovables trae aparejado un menor despacho del parque térmico. Todas estas cuestiones fueron omitidas en el análisis efectuado en el <i>"Informe de Auditoría"</i> por lo que su valor técnico y objetivo se encuentra severamente disminuido.          Como se observa, mientras que en año 2017 el aporte de las energías renovables era solo del 2% de la demanda, a partir del año 2019 crece notablemente alcanzando un</p>	<p>En el cuarto párrafo del hallazgo se señala: <i>"En particular, el nivel de despacho de una central como CTBL o CTEB, depende de a) nivel de requerimiento térmico necesario para lograr el abastecimiento de la demanda y b) su competitividad frente al resto del parque generador disponible"</i>          Con relación al incremento en la generación eléctrica de otras fuentes, en el séptimo párrafo del hallazgo se expresa que: <i>"Las causas de esta caída en el despacho de las centrales obedecen a i) una mejora de las condiciones de oferta de la generación disponible, ii) la incorporación de nueva oferta de generación renovable. Esto provocó una pérdida de competitividad relativa entre CTBL y CTEB que funcionaron durante el período en base a sus TG, en vez de integrar las mismas a un ciclo combinado, como fuese previsto desde su concepción, y en los objetivos del proceso de venta"</i>          En el octavo párrafo la AGN indica que: <i>"En el hallazgo previo, se expuso la diferencia de costos variables entre los ciclos combinados y las turbinas turbo gas. El efecto combinado del ingreso de generadores renovables"</i></p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>4.9.1 Se constataron déficits en el aporte de energía de las centrales al comparar lo producido efectivamente contra: i) la proyección de su producción en la valuación de IEASA y ii) el régimen observado del ciclo combinado de CTEB fuera del período auditado.</b></p> <p><b>"...De acuerdo a la proyección de IEASA, CTEB alcanzaría una generación anual cercana a los 5.860 GWh anuales en el año 2021, mientras que CTBL llegaría a un nivel de 2.930 GWh, ya en el año 2020 (línea gris). Por el contrario, como fuese mencionado en el hallazgo previo, ambas centrales redujeron su producción entre 2018 y 2021, generando en 2022 cuotas anuales de 948 y 153 GWh respectivamente (línea negra), como se observa en el siguiente gráfico. Se deduce de las curvas, que IEASA proyectaba un proceso licitatorio expeditivo y un temprano cierre de los ciclos combinados: segundo semestre de 2020 para CTEB y finales de 2019 para CTBL..."</b></p> <p><b><u>Recomendación 6.6</u></b>  <b>Incorporar en las actuaciones las alternativas y cursos de acción posibles para el desarrollo de las medidas a adoptar. Establecer escenarios con beneficios y desventajas, incorporar análisis estratégicos que permitan a los gestores conocer los efectos de los distintos escenarios. Incorporar en la toma de decisiones elementos como la</b></p>	<p>14,3% en el año 2023. puede verse presenta un si tenemos en cuenta La AGN omite considerar a la demanda y como se vio afectada por la pandemia. Tampoco considera todo el periodo auditado sino arbitrariamente unos años.</p> <p>Reiteramos que las energías renovables, por la prioridad de despacho asignada en sus contratos, desplazan otro tipo de generación.</p> <p>En resumen, el "Informe de Auditoría" no sólo omite contemplar el comportamiento de la demanda a lo largo del periodo presentado, sino que tampoco refiere a la prioridad de despacho contractual con la que cuenta el parque renovable que desplaza, por dicha prioridad, a las fuentes de generación térmica.</p> <p>En relación a este punto, y tal como señalamos anteriormente, el despacho de una central térmica no está determinado únicamente por su Costo Variable de Producción (CVP), sino que puede verse afectado por diversas variables exógenas que influyen en la operación de todo el sistema eléctrico. Entre estos factores destacan la fluctuación de la demanda eléctrica, la entrada en funcionamiento de tecnologías de generación más económicas, como las energías renovables, hidroeléctricas y nucleares, y la prioridad que se otorga a dichas fuentes en el despacho por sus menores costos operativos y su carácter no dependiente de combustibles fósiles.</p> <p>Durante el período auditado 2017-2022, la participación de las energías renovables, especialmente la eólica y la solar, creció significativamente, lo que desplazó parte de la generación térmica, ya que estas fuentes, como señalamos, tienen prioridad en el despacho establecida en sus contratos.</p> <p>En consecuencia, la reducción en la participación de las centrales térmicas entre 2017 y 2022 no puede ser atribuida únicamente a factores internos, como su CVP, sino que debe analizarse en el contexto de la evolución del mix energético y las políticas de fomento a las energías renovables y limpias, las cuales tuvieron un impacto directo</p>	<p><b><i>y la mejora de las condiciones del resto de la potencia térmica instalada, redujeron el requerimiento de despacho o la cantidad de energía a producir por el conjunto de máquinas turbo gas. El Costo Marginal Operado (CMO) fue, durante más tiempo, inferior al CVP de las centrales, impidiendo que estas fuesen incluidas en el despacho, reduciendo su factor de uso"</i></b></p> <p>Ambos elementos mencionados por el auditado fueron considerados y mencionados explícitamente en el informe.</p> <p>El efecto de ambos repercute en el requerimiento térmico en el despacho eléctrico, como es citado en el informe y verificado por la auditoría ante la consulta al administrador del mercado y organismo encargado del despacho. Adicionalmente, el argumento del auditado, de verificarse en datos sobre la generación, debiera materializarse en una reducción entre 2015 y 2021 en la generación aportada por el conjunto de los generadores térmicos y particularmente en el subconjunto de ciclos combinados dentro de los generadores térmicos.</p> <p>El auditado puede verificar que, para el período mencionado, el comportamiento de la generación térmica de los ciclos combinados no se comportó del mismo modo que la demanda, lo que es consistente con</p>



## Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p><b>eficiencia energética y la disminución del uso de combustibles fósiles como variable relevante. La planificación estratégica de las acciones gubernamentales es una buena práctica que contribuirá al cumplimiento de los principios de las contrataciones, la gestión de los recursos y el cumplimiento de objetivos.</b></p>	<p>en la participación de las centrales térmicas en el despacho. Además, es importante considerar que las variaciones en la demanda eléctrica y el comportamiento estacional también influyen en la utilización de la generación térmica. En años con mayor disponibilidad de recursos renovables o hidroeléctricos, la demanda de centrales térmicas tiende a reducirse, como ocurrió en este período. Por lo tanto, cualquier análisis sobre la disminución de la participación de una central térmica debe contemplar estas variables externas que afectan el comportamiento general del sistema eléctrico.</p>	<p>un cambio en la composición de la generación térmica, en donde aumentó la participación de los ciclos combinados, desplazando a las centrales menos eficientes como las centrales a ciclo abierto, como es el caso de las centrales bajo análisis durante el período auditado. Incluso, otro indicador que permite comprender lo sucedido es el factor de utilización por tipo de generador térmico. Si bien hay una reducción del factor de utilización del parque térmico en general, el comportamiento entre tipo de centrales térmicas es contundente:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• las centrales CC oscilan con una leve disminución pasando del 84% al 79%.</li><li>• las centrales TG disminuyen de 50% en 2013 a un mínimo de 17% en 2020.</li></ul> <p>Este análisis es consistente además con la situación de CTEB: en 2023, luego de cerrar el ciclo combinado, la central aumentó el factor de utilización de la planta de guarismos cercanos al 10-15% funcionando como TG, al 63% como CC<sup>110</sup>.</p> <p>De seguir el argumento del auditado, la AGN hubiera contradicho el análisis del OED y establecido una relación causal errónea respecto a la causa que determinó el comportamiento de la producción de las centrales. Por el contrario, el informe no omitió el</p>

<sup>110</sup> <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
		<p>análisis de los diversos factores que incidieron en la situación encontrada, sino que planteó una hipótesis en base a datos de generación térmica a nivel de las centrales y de los distintos tipos de generadores termoeléctricos, y las verificó con el organismo encargado del despacho.</p> <p>Como surge del hallazgo 4.9, la principal causa que explica los desvíos en el aporte de energía por parte de las centrales, es la falta de cierre de ciclo combinado.</p> <p>Al no desarrollar las centrales, éstas mantuvieron el régimen de producción de un TG, manifestado en un CESP superior al de los CC, consecuentemente en un CVP superior al de los CC.</p> <p>La reducción del requerimiento térmico, desplazó mayormente a los generadores térmicos menos eficientes, como se expuso en el análisis del hallazgo 4.9. Este argumento es consistente con la ineffectividad para desarrollar las centrales y la ineficacia para alcanzar los objetivos del Decreto 882/2017</p> <p>El efecto combinado del ingreso de generadores renovables y la mejora de las condiciones del resto de la potencia térmica instalada, redujeron el requerimiento de despacho o la cantidad de energía a producir por el conjunto de máquinas turbo gas. El Costo Marginal Operado (CMO) fue, durante más tiempo, inferior al CVP de</p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
		<p>las centrales, impidiendo que estas fuesen incluidas en el despacho, reduciendo su factor de uso.</p> <p>Si se siguiese el argumento del auditado, no se podría explicar como en 2023, CTEB al cerrar el ciclo combinado (y por ende reducir el CESP y reducir el CVP) logró aumentar el factor de uso y consecuentemente incrementar su producción.</p> <p>En relación al argumento vertido en el hallazgo previo, respecto al comportamiento de la demanda, ésta aumentó en 2021 y en 2022, sin que el aporte de CTEB recupere los niveles de despacho históricos.</p> <p>Consultado el organismo encargado del despacho sobre la posibilidad de determinar si la concreción de los CC hubiera prevenido o revertido la disminución de generación de las centrales, CAMMESA señaló que <i>en base a las condiciones técnicas y de rendimiento de ambas centrales, la concreción de cierre como CC de ambas centrales hubiera mejorado la competitividad de las centrales generadoras para su inclusión en el despacho económico y, por lo tanto, aumentado su generación de energía despachada y, por ende, la remuneración total de cada central.</i> Adicionalmente destacó que <i>el aumento de despacho de la CT Ensenada de Barragán a partir del cierre de CC en 2023 es una muestra</i></p>



Auditoría General de la Nación

Informe de auditoría	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
		<p><i>del impacto que tuvo en la operación y remuneración de esa central.</i> Por lo expuesto, se mantienen el hallazgo y la recomendación formulados.</p>



Auditoría General de la Nación

## ANEXO IV Comentarios de la SE



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

### Nota

Número: NO-2024-120903704-APN-SSEE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES  
Lunes 4 de Noviembre de 2024

Referencia: EX-2024-49553693- -APN-SE#MEC – Proyecto de Informe de Auditoría, efectuada por la Auditoría General de la Nación (AGN) – NOTA N° 715/2024-A-05 – Act. N° 215/23 AGN.

A: Dr. Francisco Javier FERNANDEZ - Auditor (Auditoría General de la Nación - AGN),

Con Copia A:

---

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en respuesta a su Nota N° 715/2024-A-05, a través de la cual esa Auditoría General de la Nación (AGN), puso a consideración de la Secretaría de Energía, el Informe de Auditoría "Análisis en el marco del Decreto 882/2017 de la gestión del proceso de licitación y venta de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán (CTEB) y Brigadier López (CTBL), y su impacto en la generación eléctrica, en los términos de economía, eficiencia y efectividad", cuyo periodo auditado comprende desde el 01/01/2017 al 31/12/2022.

En virtud de lo referido, la Secretaría de Energía, mediante la Nota NO-2024-102893283-APN-SE#MEC, solicitó a esta Subsecretaría de Energía Eléctrica que tuviese a bien efectuar todas aquellas observaciones y/o comentarios que se estimen pertinentes, en cuanto al proyecto de Informe de Auditoría bajo trato.

Al respecto, es del caso señalar que, en forma coincidente con lo manifestado en las notas NO-2023-140179730-APN-SSEE#MEC y NO-2024-68439858-APN-SSEE#MEC -que de forma embebida se acompañan-, la Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán" (CTEB 01/2018) y (CTEB 02/2019); y Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Brigadier López" (CTBL 01/2018), tramitaron íntegramente en el ámbito de la ex INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), hoy ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), a excepción de la



## Auditoría General de la Nación

aprobación de los pliegos elaborados por la empresa y la ratificación de las Circulares aclaratorias respectivas.

Asimismo, cabe remarcar que esta Subsecretaría de Energía Eléctrica no intervino en la tramitación de las aprobaciones de los pliegos elaborados, ni sus circulares, como así tampoco intervino en lo relativo al rescate de los Valores Representativos de Deuda (VDR).

Sin embargo, y pese a lo mencionado, esta área verificó el Proyecto de Informe bajo trato, no advirtiendo elementos técnicos que deban ser informados desde esta dependencia, sugiriendo su derivación a ENARSA, a efectos de que dicha empresa tome la debida intervención.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by DISESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - SED  
Date: 2024.11.04 18:38:28 -03:00

Damian Eduardo Sanfilippo  
Subsecretario  
Subsecretaría de Energía Eléctrica  
Ministerio de Economía

Digitally signed by DISESTION DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - SED  
Date: 2024.11.04 18:38:28 -03:00



## Auditoría General de la Nación



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

### Nota

**Número:** NO-2023-140179730-APN-SSEE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES  
Viernes 24 de Noviembre de 2023

**Referencia:** Solicitud de información efectuada por la Auditoría General de la Nación (AGN) –NOTA N° 87/23 – AG7, NOTA N° 23/23 - DCSEyA – EX-2023-124915814-APN-SE#MEC

**A:** María Florencia Álvarez Travieso (SSCIE#MEC),

**Con Copia A:** Karina Pascual (SSCIE#MEC),

---

#### De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en respuesta a su nota NO-2023-125654824-APN-SSCIE#MEC, y con relación a la solicitud realizada por el Dr. Gabriel MIHURA ESTRADA, Auditor General a cargo de la Comisión de Supervisión correspondiente a la Gerencia de Control de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, de la Auditoría General de la Nación (AGN), vinculada con la Auditoría "Integración Energética Argentina S.A.; Ministerio de Desarrollo Productivo; Secretaría de Energía – Proceso de Licitación y Venta de las Centrales Ensenada de Barragán y Brigadier López – Gestión de IEASA y el ex MEM en la etapa preparatoria, licitatoria, de adjudicación y cobranza del proceso de venta de las Centrales Ensenada de Barragán y Brigadier López, en el marco del DNU 882/17".

En el marco de la precitada auditoría, y mediante la nota consignada en la referencia, el Sr. Auditor General requirió facilitar, "*...al equipo de auditoría actuante a cargo del Lic. Agustín López, la información y/o documentación que se detalla en el anexo.*", el cual se acompañó adjunto a la misma.

Al respecto, y atento a que la Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán" (CTEB 01/2018) y (CTEB 02/2019); y Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Brigadier López" (CTBL 01/2018), tramitaron íntegramente en el ámbito de la ex INTEGRACIÓN



## Auditoría General de la Nación

ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (EASA), hoy ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA, a excepción de la aprobación de los Pliegos), se solicitó a la precitada empresa que tuviese a bien remitir toda aquella información y/o documentación con la que cuente, vinculada con lo requerido en el Anexo mencionado.

En virtud de lo manifestado, la firma ENARSA dio formal respuesta a lo requerido mediante la nota NO-2023-00015568-EASA-DLS#EASA, la cual se adjunta de forma embebida a la presente, para su conocimiento y a sus efectos.

Asimismo, con relación al enlace web consignado en dicha nota, y debido a un error en su redacción, la precitada empresa remitió el link web correspondiente, el cual se adjunta también de forma embebida.

Por otra parte, respecto a lo solicitado en el Punto 4, es del caso tener presente que los mismos no obran en el ámbito de esta Subsecretaría.

Por último, en cuanto a lo requerido en el Punto 12, se hace saber que dicha información ha sido pedida a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), encontrándose aún pendiente de respuesta. Con relación a ello, una vez que esta dependencia tome conocimiento de la misma, será remitida a vuestra área a la mayor brevedad posible.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by OSBERTON DOCUMENTAL ELECTRONICA - OSB  
Date: 2023.11.24 13:26:01 -0500

Cesáreo Bertelli  
Asesor Legal  
Subsecretaría de Energía Eléctrica  
Ministerio de Economía

Digitally signed by OSBERTON DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - OSB  
Date: 2023.11.24 13:26:01 -0500



## Auditoría General de la Nación



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

### Nota

**Número:** NO-2024-68439858-APN-SSEE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Lunes 1 de Julio de 2024

**Referencia:** EX-2024-49553693- -APN-SE#MEC - Solicitud de información efectuada por la Auditoría General de la Nación (AGN) –NOTA N° 395/24-A-05 –NOTA N° 8/24 DCSEyA - Act. N° 215/23 AGN.

**A:** Mamel Castruccio (SE#MEC).

**Con Copia A:**

---

#### De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en respuesta a su Nota N° NO-2024-49621366-APN-SSCIE#MEC, y con relación a la solicitud realizada por el Dr. Francisco Javier FERNANDEZ, Auditor General a cargo de Comisión de Supervisión de Control de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, de la Auditoría General de la Nación (AGN), vinculada con la Auditoría *"Integración Energética Argentina S.A.; Ministerio de Desarrollo Productivo; Secretaría de Energía – Proceso de Licitación y Venta de las Centrales Ensenada de Barragán y Brigadier López – Gestión de IEASA y el ex MEM en la etapa preparatoria, licitatoria, de adjudicación y cobranza del proceso de venta de las Centrales Ensenada de Barragán y Brigadier López, en el marco del DNU 882/17"*.

En el marco de la precitada auditoría, y mediante la nota consignada en la referencia, el Sr. Auditor General requirió facilitar *"...al equipo de auditoría actuante a cargo del Lic. Agustín López, la información y/o documentación..."* que se detalla en el anexo, el cual se acompañó adjunto a la misma.

En virtud de lo requerido, es del caso tener presente que, en forma coincidente con lo manifestado en la Nota N° NO-2023-140179730-APN-SSEE#MEC, la Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoelectrónica Ensenada de Barragán" (CTEB 01/2018) y (CTEB 02/2019); y Licitación Pública Nacional e Internacional para la "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la



## Auditoría General de la Nación

Central Termoeléctrica Brigadier López" (CTBL 01/2018), tramitaron íntegramente en el ámbito de la ex INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), hoy ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA).

Dicho lo anterior, cabe recordar que esta Subsecretaría solicitó oportunamente a la precitada firma, dar respuesta a un requerimiento anterior vinculado con la Auditoría en cuestión, la cual fue respondida mediante la Nota N° NO-2023-00015568-IEASA-DLS#IEASA, y su adjunto como archivo embebido -Nota N° L094/2023 de fecha 6 de septiembre de 2023-, las cuales se adjuntan a la presente, para su conocimiento.

En la mencionada Nota N° L094/2023, ENARSA aclaró que mediante la Resolución 11-E/2018 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (B.O. 23.01.2018), en su artículo 4°, se instruyó al Directorio de Energía Argentina S.A. a efectuar todos los actos, acciones y gestiones tendientes a la enajenación de las referidas Centrales. Por su parte, en el Artículo 5°, inciso "d", se dispuso: *"A los fines previstos en el artículo 4°, se instruye al Directorio de ENARSA para: (...) d. Confeccionar los pliegos para los procedimientos de enajenación públicos y competitivos respectivos y someterlos a la aprobación previa de este Ministerio"*.

En tal inteligencia, y en respuesta a lo requerido en el Punto 1), se recuerda lo señalado por la citada empresa, quien destacó que los pliegos elaborados por esa empresa *"...han sido aprobados por la Resolución N° 289/2018 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (B.O. 21.06.2018); posteriormente, por Resolución N° 123/2018 del Ministerio de Energía de la Nación (B.O. 06.09.2018) se aprobaron las Circulares N° 1/2018, modificatorias de los Pliegos de Bases y Condiciones de las Licitaciones Públicas Nacional e Internacional N° CTEB 01/2018 y CTBL 01/2018. Por último, por intermedio de la Resolución N° 326/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía (B.O. 27.12.2018) se ratificaron las Circulares 2/2018, 3/2018, 4/2018, 5/2018, 6/2018, 7/2018, 8/2018, 9/2018 emitidas en el marco de las Licitaciones Públicas Nacional e Internacional N° CTEB 01/2018 "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán" y N° CTBL 01/2018 "Venta y ejecución de obras de cierre de ciclo, de la Central Termoeléctrica Brigadier López", así como también se dispuso aprobar las Circulares N° 10/2018 modificatorias de los Pliegos de Bases y Condiciones tanto de una como de otra Licitación"*

Asimismo, respecto a la determinación del precio de venta de las Centrales en trato, es de destacar que ENARSA refirió que se dio intervención al Tribunal de Tasaciones de la Nación, quien expidiera los dictámenes sobre el valor de las mismas a través de los expedientes E-5244721 y E-5245703, correspondientes a la Central Termoeléctrica Brigadier López y Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán, respectivamente.

Por otra parte, respecto a lo solicitado en los Puntos subsiguientes, se hace saber que esta Subsecretaría no intervino en la tramitación de las aprobaciones de los pliegos elaborados por esa empresa, ni sus circulares, como así tampoco intervino en lo relativo al rescate de los Valores Representativos de Deuda (VDR). Por ello, se hace saber que no se dispone de la información requerida en la nota bajo trato.

Del mismo modo, en cuanto a lo solicitado en el Punto 21), se consigna a continuación el link web del cual podrán ser consultados y descargados los expedientes en cuestión:

[https://drive.google.com/drive/folders/1SF\\_sRpwLuz3uNrfyphN5YSYK3bcWnlYg?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/drive/folders/1SF_sRpwLuz3uNrfyphN5YSYK3bcWnlYg?usp=drive_link)

Por último, respecto a lo solicitado en el Punto 22), se remite de forma embebida a la presente, copia de la Resolución N° 69 de fecha 7 de marzo de 2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (RESOL-2019-69-APN-SGE#MHA) y de la Nota IEASA N° P201/2018, aunque la misma difiere de la fecha consignada en el requerimiento. Asimismo, respecto al resto de la documentación solicitada, se hace saber que no han sido halladas



# Auditoría General de la Nación

en los registros de esta Subsecretaría.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by DERECHOS DOCUMENTAL ELECTRONICA - GON  
Date: 2024.07.07 11:08:13 -0300

Darían Eduardo Sanfilippo  
Subsecretario  
Subsecretaría de Energía Eléctrica  
Ministerio de Economía

Digitally signed by DERECHOS DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - GON  
Date: 2024.07.07 11:08:13 -0300