



Auditoría General de la Nación

INFORME DE AUDITORÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE)

Actuación AGN 217/21 (Proyecto 020801286/2021)

2023



INDICE

1. OBJETO.....	3
2. ALCANCE DEL EXAMEN	3
2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORIA	4
2.2. PROCEDIMIENTOS	5
3. ACLARACIONES PREVIAS.....	6
4. HALLAZGOS.....	42
5. COMUNICACIÓN DEL PROYECTO DE INFORME	94
6. RECOMENDACIONES	94
7. CONCLUSIONES.....	96
8. ANEXO I SIGLARIO/GLOSARIO	100
9. ANEXO II Comentarios de la SE.....	103
10 ANEXO III Análisis de los Comentarios de la SE.....	116



Señora

Secretaría de Energía (SE)

Ing. Flavia G. ROYÓN

Av. Hipólito Yrigoyen 250, Ciudad de Buenos Aires

1. OBJETO

En uso de las facultades conferidas por el artículo 118 de la Ley 24.156, la Auditoría General de la Nación procedió a efectuar una auditoría de cumplimiento-gestión en el ámbito de la Secretaría de Energía (SE), vinculada con el “Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (en adelante, Programa Renovar, Programa o Renovar)”

2. ALCANCE DEL EXAMEN

El examen fue realizado de conformidad con las normas de control externo gubernamental de la Auditoría General de la Nación, aprobadas por las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16, dictadas en virtud de las facultades conferidas por la Ley 24.156, artículo 119, inc. b).

El período auditado abarca desde el inicio del Programa (18/05/2016, ronda 1) hasta la fecha establecida para el cumplimiento de la tercera meta fijada por la Ley 27.191 (31/12/21) “Ley de fomento de las energías renovables”.

De todos modos, fueron factible de mención y análisis todos aquellos hechos sobre los que el equipo de trabajo tomó conocimiento durante el desarrollo de las tareas de campo, a fin de cumplir con el principio de oportunidad a que refieren las Resoluciones AGN N° 26/15, 186/16 y 187/16.

Las tareas de campo fueron desarrolladas entre 18/06/2021 al 31/03/2023.

Las resoluciones SE 1260/21¹ (posibilidad de rescisión contractual de empresas sin habilitación comercial para liberar capacidad de transporte), SE 330/2022² (Convocatoria para la presentación de proyectos de infraestructura para

¹ BO: 29/12/21

² BO: 09/05/22



generación renovable) y SE 36/2023³ (Convocatoria RenMDI – Manifestaciones de Interés para la generación renovable) son considerados hechos posteriores, aunque los informes agregados en los expedientes de dichas resoluciones y los fundamentos expuestos en sus considerandos, fueron utilizados como evidencia documental para algunos de los hallazgos desarrollados en este informe.

Con relación a la ronda 3, la Auditoría no realizó procedimientos vinculados con energía comprometida y entregada, habida cuenta que, al cierre de las tareas de campo, no había vencido el plazo de habilitación comercial para los proyectos incorporados a través de dicho procedimiento.

2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

Verificar la gestión, seguimiento y control de la SE respecto de la planificación y el diseño del Renovar, puntualmente en su relación con los objetivos de la ley 27.191 y las necesidades de diversificación y federalización de la matriz energética nacional y en cuanto a la consistencia con el estado de situación energético y previsión de la capacidad existente en el sistema de transporte.

Además, se analizó lo siguiente respecto de la ejecución del Programa:

- a) Contribución del programa Renovar a los objetivos y metas dispuestas por la Ley 27.191.
- b) Eficacia de las rondas para incorporar potencia y energía renovable.
- c) Contribución de los beneficios fiscales otorgados en la inserción de los proyectos.
- d) Agilidad y oportunidad de los procesos administrativos y procedimientos de control.
- e) Curva de aprendizaje y mejora en las iteraciones de las rondas. Medir la eficiencia y el impacto de los proyectos en el MEM. Analizar la eficiencia en la utilización de la capacidad del sistema de transporte.

³ BO: 02/02/23 (Convocatoria abierta nacional e internacional "RenMDI", cuya finalidad es la de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con la Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico sociedad anónima (CMMESA)³, realizada por la Secretaría de Energía (SE), en el marco del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica)



f) Cumplimiento de las previsiones establecidas en la Ley 25.188 de ética pública, normas complementarias y reglamentarias, en cuanto a régimen de incompatibilidades y conflicto de intereses.

2.2.PROCEDIMIENTOS

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

2.2.1. Recopilación de datos.

- 2.2.1.1. Relevamiento del marco normativo aplicable.
- 2.2.1.2. Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal del área relacionada con el objeto de auditoría.
- 2.2.1.3. Requerimientos de información.
- 2.2.1.4. Encuesta a las empresas participantes del programa.
- 2.2.1.5. Inspección de los expedientes proporcionados por el auditado vinculados con el Programa.
- 2.2.1.6. Obtención de datos de informes UAI y/o SIGEN.
- 2.2.1.7. Relevamiento de información contenida en sitios web de organismos oficiales.
- 2.2.1.8. Talleres de planificación de auditoría, desarrollados en sede la AGN con sectores empresariales y académicos.
- 2.2.1.9. Encuestas a empresas participantes de las rondas licitatorias

2.2.2. Análisis de datos.

- 2.2.2.1. Evaluación de las respuestas recibidas a los requerimientos cursados.
- 2.2.2.2. Estudio y análisis de los expedientes administrativos suministrados por el auditado.
- 2.2.2.3. Estudio y evaluación de informes UAI y/o SIGEN.
- 2.2.2.4. Relevamiento de las auditorías realizadas por el INTI.
- 2.2.2.5. 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).

2.2.2.6. Análisis de la información obtenida de los talleres de planificación y de las encuestas cursadas a las empresas.

3. ACLARACIONES PREVIAS

3.1. ANTECEDENTES. OBJETIVOS DE LAS LEYES DE FOMENTO

A través de la Ley 26.190⁴ se creó el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, modificado y ampliado por la Ley 27.191⁵. Tales normas declararon de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación del servicio público, la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Asimismo, se estableció que todos los usuarios de energía eléctrica del país deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190 y se fijó como meta alcanzar una participación del 20% de las fuentes renovables de energía dentro de la matriz de energía eléctrica nacional para el año 2025⁶. Para alcanzar el objetivo final, fijó aumentos de participación porcentuales progresivos, según el siguiente detalle (Artículo 8º):

Cuadro 1: Aumentos de participación porcentuales del régimen.

Fecha	%
31/12/2017	8
31/12/2019	12
31/12/2021	16
31/12/2023	18
31/12/2025	20

Fuente: Ley 27.191

Con carácter previo a la modificación introducida a la Ley 26.190 por su similar 27.191, se llevaron adelante sendos programas destinados a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, entre los que se destaca el Programa de Generación

⁴ B.O.: 02/01/2007

⁵ B.O.: 21/10/2015. Reglamentada por el Decreto 531/16, B.O.: 31/3/2016.

⁶ Ley 27.191



de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN) gestionado por ENARSA⁷.

Por Decreto 134/15⁸ se declaró la emergencia del sector energético nacional y en este contexto se suscribió el Acuerdo Federal Energético (20/04/17) entre el Estado Nacional, 19 provincias⁹ y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, donde se estableció como objetivo primordial, la implementación de políticas de Estado en materia energética que resulten confiables, competitivas y ambientalmente sostenibles, para garantizar un abastecimiento seguro para todo el país.

También se reconoció la necesidad de avanzar hacia la diversificación de la matriz energética, incrementando la participación de energías limpias, con base en el impulso al desarrollo de las energías renovables y la investigación y desarrollo de otras fuentes alternativas.

En el contexto internacional, la Argentina suscribió acuerdos por medio de los cuales contrajo compromisos relacionados con su cuidado y la utilización de fuentes renovables de energía a fin de obtener energías limpias, entre los que se destacan:

- Acuerdo de París: ratificado por la Argentina por Ley 27.270¹⁰ y por medio del cual los países firmantes se comprometieron a efectuar contribuciones determinadas a nivel nacional -NDC- a fin de lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible, y revertir el curso actual del calentamiento global. En este sentido, para cumplir con los compromisos asumidos, la Argentina presenta regularmente sus inventarios y sus contribuciones, entre las cuales se encuentra la generación de energía por medio de fuentes renovables.

- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). ODS 7 - “Energía asequible - No contaminante”-, fija dos metas específicas respecto de la energía proveniente de fuentes renovables: a) Aumento de la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas y b) Aumento de cooperación internacional para facilitar el

⁷ Puede verse en este sentido el informe aprobado por Resolución AGN 306/2016 que auditó dicho programa (programa de generación eléctrica a partir de fuentes renovables – GENREN-)

⁸ B.O.: 17/12/2015.

⁹ Provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta, San Juan, Santa Cruz, Santa Fe, Tierra del Fuego y Tucumán.

¹⁰ BO: 19/09/16.



acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

La ley 26.190, modificada por la Ley 27.191, define como fuentes renovables a las no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo enumerando a las provenientes de las tecnologías energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093¹¹.

En línea con la política de fomento establecida, a través del acuerdo federal energético, se reconoció la necesidad de avanzar hacia la diversificación de la matriz energética, mediante el impulso a la investigación y desarrollo de las energías renovables, incluso aquellas que, no siendo económicamente atractivas en la actualidad, pueden convertirse en alternativas en el futuro.

Asimismo, en ese contexto, se comprometieron a establecer mecanismos de coordinación con las distintas jurisdicciones y reconocieron como uno de los objetivos para diversificar la matriz energética el de optimizar el uso de los recursos energéticos del país¹².

Por federalización se entiende la distribución geográfica equitativa de los emprendimientos, para lo cual se previó que la SE, en su carácter de Autoridad de Aplicación, coordine con las jurisdicciones provinciales la adhesión al régimen, aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos recursos energéticos, con el fin de que se aprovechen las ventajas relativas de los recursos locales¹³.

¹¹ BO: 15/05/2006. Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentable de biocombustibles.

¹² Acuerdo Federal Energético

¹³ Decreto 531/16



3.2. PROGRAMA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES (RENOVAR)

3.2.1. Generalidades. Importancia del acceso a la red de transporte eléctrico

El programa Renovar es el conjunto de procedimientos licitatorios – rondas 1, 1.5., 2 y 3- y contratos suscriptos por Resolución ex MINEM 202/16 tendientes a la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, sobre la base de la concesión de beneficios fiscales, prioridad de pago, prioridad en el despacho, financiamiento y garantías a través del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), como herramientas de fomento.

La capacidad de transporte constituye un concepto necesario e inescindible del Programa, en tanto la nueva energía generada debe ser incorporada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En atención a la limitación entre los distintos puntos de la red, los pliegos de bases y condiciones de las rondas 1, 1.5 y 2 se detallaron los puntos de interconexión (PDI), la potencia máxima en PDI disponible para adjudicación y las limitaciones. Con la adjudicación de cada proyecto, se comprometió la energía correspondiente al contrato suscripto, en el nodo de red respectivo.

Durante el período auditado se realizaron 4 rondas y se implementó la Resolución ex MINEM 202/16:

Ronda 1 (mayo de 2016)

Convocada por la Resoluciones ex MINEM 71/16¹⁴ y 136/16¹⁵, su objetivo fue la adjudicación de ofertas *“a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, en aras de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética¹⁶”*.

¹⁴ B.O.: 18/5/2016

¹⁵ B.O.: 26/7/2016

¹⁶ Conforme el pliego de bases y condiciones aprobado por la Resolución ex MINEM 136/16.



Se destinó a proyectos de autogeneración y/o cogeneración de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa (combustión y gasificación), biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos; que se comprometieron a entregar la energía eléctrica generada en un determinado nodo del SADI.

Por Resolución ex MINEM 205/16¹⁷ se calificaron las ofertas y se establecieron los beneficios fiscales reconocidos a los proyectos. Finalmente, la Resolución ex MINEM 213/16¹⁸ adjudicó los proyectos para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable y otorgó los beneficios fiscales mediante certificados de inclusión¹⁹. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el PBC²⁰, invitó a los oferentes de las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH) que no resultaron adjudicados a celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, en los términos de la Resolución ex MINEM 136/16. Los interesados en acceder debieron manifestar su voluntad en forma expresa a CAMMESA.

En el cuadro siguiente se detalla, por tecnología: la potencia licitada, los precios máximos de adjudicación fijados por la autoridad de aplicación, y la cantidad de proyectos y megavatios (MW) adjudicados.

Cuadro 2: Licitación y adjudicación por tipo de tecnología.

Ronda 1	Pliego de bases y condiciones Resolución ex Minem 136/16		Resolución ex Minem 213/16	
	Potencia licitada (MW)	Precio máximo de Adjudicación (U\$\$/MWh)	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)
Eólica	600	82	12	707.5
Solar Fotovoltaica	300	90	4	400
Biomasa	65	110	2	14.5
Biogás	15	160	6	8.6
PAH	20	105	5	11.4
Totales	1000		29	1,142

Fuente: Elaboración propia a partir de información recabada en las Resoluciones citadas, en el Pliego de Bases y Condiciones (PBC) y en el expediente S01:0196327/2016.

¹⁷ B.O.: 30/09/2016

¹⁸ B.O.: 11/10/2016.

¹⁹ Emitidos por la Autoridad de Aplicación Ex MINEM 4/17

²⁰ PBC Ronda 1, art. 18.12



Resolución ex MINEM 202/16 (septiembre 2016)

Con posterioridad al inicio de la ronda 1, el ex MINEM habilitó, por Resolución 202/16, un régimen de excepción para contratos suscritos por resoluciones SE 712/09 y 108/11 (GENREN)²¹, permitiendo de este modo que las empresas participantes en dichos programas puedan incorporarse al Renovar, suscribiendo nuevos contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables.

El esquema contempla 3 supuestos distintos:

1) Empresas con contratos vigentes (artículo 3º): continuaban rigiéndose por los términos contractuales originales.

2) Empresas con contratos vigentes para generación de origen eólico, pero con adenda pendiente de firma en los contratos suscritos entre CAMMESA y ENARSA (artículo 4º): podían acogerse a los beneficios del régimen de fomento del Programa Renovar, cumpliendo alguna de las siguientes condiciones: i) Que requieran para su vinculación al SADI obras de transmisión en 500 KV y no hubieran iniciado la ejecución de las obras correspondientes, habiendo estado prevista la vinculación en ese nivel de tensión en los contratos celebrados en el marco de la Resolución SE 712/09 o, ii) Que acrediten haber comenzado la etapa de construcción, a través de una auditoría del INTI a costa del titular del proyecto, a la fecha de la publicación de la resolución, con independencia del nivel de tensión.

En este caso, el precio a pagar por la energía generada, en dólares por megavatio hora (U\$/MWh) surge de la siguiente ecuación: $P = 1/3*85 + 2/3*PMA$, donde:

“P” es el precio de la energía eléctrica generada por la Central de Generación, expresado en dólares estadounidenses por megavatio hora (U\$/MWh).

²¹ El Programa Generación Eléctrica a partir del uso de fuentes renovables (GENREN), se encontró a cargo de ENARSA quien se encargaba de la instrumentación de procesos de contratación a fin de licitar la oferta de disponibilidad de generación de energías renovables, por un total de 1015 MW de potencia instalada. Puede verse, para mayor abundamiento, el informe de auditoría tramitado por Act. AGN 218/14.



“PMA” es el precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico que resulten adjudicadas en Renovar ronda 1 para los corredores Patagonia y Comahue con un valor mínimo de US\$65/MWh).

Se estipuló un Factor de Ajuste Anual y del Factor de Incentivo en caso de corresponder en virtud de la fecha de habilitación comercial establecidos respectivamente en los Anexos B y C del modelo de Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables que se aprobó como Anexo (IF-2016-01753742-APN-SSER#MEM) de la resolución.

Las partes vendedoras debían rescindir los contratos de común acuerdo y efectuar renunciaciones mutuas de reclamos entre las partes y a favor de los organismos que pudieran haber intervenido.

3) Contratos con causal de rescisión a la fecha de publicación²² (artículo 5º): podían firmar nuevos contratos siempre que renuncien a toda acción o reclamo de cualquier naturaleza y manifiesten que no tienen nada que reclamarse mutuamente con motivo de dichos contratos, extensivo a los organismos que hubieran intervenido.

En este caso, el precio a abonar por la energía eléctrica producida por la central es el menor entre: a) el más bajo de las ofertas adjudicadas para la tecnología utilizada —eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás o pequeños aprovechamientos hidroeléctricos— en el corredor en el que se conecta el proyecto en Renovar ronda 1 y b) el precio establecido en el contrato suscripto en el marco de las Resoluciones SE N° 712/09 o N° 108/11.

El precio determinado según lo establecido en el presente apartado a) se ajustará anualmente con la aplicación del Factor de Ajuste Anual establecido en el Anexo B del modelo de Contrato de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables según Anexo de la resolución.

Los nuevos contratos de abastecimiento debían celebrarse dentro de los 45 días hábiles desde la publicación de la resolución y ajustarse a los términos fijados

²² Cumplimiento de plazo máximo de inicio de obra o plazo máximo de habilitación comercial de la central con principio efectivo de ejecución auditado por el INTI.



para el programa Renovar, con una serie de condiciones particulares, entre las que se destacan las siguientes:

- La potencia comprometida debía ser la misma que aquella comprometida para las resoluciones SE 712/09 y 108/11.
- El Proyecto o Central de generación, debía incluir la línea de transmisión, las instalaciones y el equipamiento de medición y control requeridos para conectar la central al nodo del SADI.
- La necesidad de establecer energía comprometida por proyecto, no menor al nivel de generación con un 90% de probabilidad de excedencia, certificado por consultor independiente.
- La necesidad de establecer energía mínima por proyecto, no menor al nivel de generación con un 99% de probabilidad de excedencia, certificado por consultor independiente.
- Cambio de la titularidad de ENARSA a la parte vendedora en el caso de la Resolución SE 712/09.
- Contar con acceso a capacidad de transporte, o bien presentar los estudios técnicos pertinentes y la conformidad del transportista.

En este contexto, se readecuaron 10 antiguos contratos que incorporaron 500 MW de potencia renovable adicionales²³.

Ronda 1.5 (octubre 2016)

Considerando la cantidad de ofertas recibidas en la Ronda 1 y la calidad de los proyectos involucrados para tecnologías eólica y solar fotovoltaica, se convocó a la Ronda 1.5 (Resolución ex MINEM 252/2016²⁴) destinada a los proyectos presentados en la Ronda 1, no adjudicados por razones técnicas o económicas²⁵, con compromiso de entregar la energía eléctrica generada en un determinado nodo del SADI.

²³ Balance de gestión en energía 2016-2019, emitido por la ex Secretaría de Gobierno de Energía.

²⁴ BO: 31/10/2016

²⁵ El Anexo I de Res. MEyM 252/16 enumera los proyectos habilitados para participar en la Ronda 1.5



Para lograr una reducción significativa de los precios ofertados, se tuvieron como referencia cierta del mercado los precios de las ofertas adjudicadas en la ronda anterior. Los precios máximos se establecieron como el equivalente al promedio ponderado de los precios de las Ofertas adjudicadas en la Ronda 1.

Mediante Resolución ex MINEM 278/16²⁶ se calificaron las ofertas y se establecieron los beneficios fiscales reconocidos a los proyectos y por Resolución ex MINEM 281/16²⁷ se adjudicaron los proyectos para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable y se otorgaron los beneficios fiscales correspondientes.

A continuación, se detalla, por tecnología, la potencia licitada, los precios máximos de adjudicación fijados por la autoridad de aplicación, y la cantidad de proyectos y megavatios (MW) adjudicados en esta ronda.

Cuadro 3: Licitación y adjudicación por tipo de tecnología

Ronda 1.5	Pliego de bases y condiciones Resolución ex Minem 252E/16		Resolución ex Minem 281/16	
	Potencia licitada (MW)	Precio máximo de Adjudicación (U\$ S/MWh)	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)
Eólica	400	59.39	10	765.4
Solar Fotovoltaica	200	59.75	20	516
Totales	600		30	1,281.6

Fuente: Elaboración propia a partir de respuestas a requerimientos (PBC) y datos de sitios públicos

Ronda 2 (agosto de 2017)

Convocada por Resolución ex MINEM 275/17²⁸ para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación.

Se licitaron las tecnologías de biomasa, biogás de relleno sanitario, biogás, pequeños aprovechamientos hidráulicos, eólica y solar fotovoltaica con compromiso de entrega de la energía eléctrica generada en un determinado nodo del SADI. Se tuvo especialmente en cuenta la necesidad de contemplar las particularidades de las

²⁶ B.O.:24/11/2017

²⁷ B.O.: 01/12/2017

²⁸ B.O.:17/08/2017



tecnologías biomasa, biogás y biogás de relleno sanitario a través de reglas especiales que incentivan mayor participación y desarrollo de estas tecnologías.

Mediante la Resolución ex MINEM 450/17²⁹ se calificaron las ofertas y se establecieron los beneficios fiscales reconocidos a los proyectos. Posteriormente, por Resolución ex MINEM 473/17³⁰ se adjudicaron los proyectos para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

De acuerdo a la posibilidad prevista en el PBC³¹, se invitó a la presentación de mejoras de las ofertas a los proyectos calificados siempre que no hubieren sido descartados para la adjudicación por superar los precios máximos. Por Resolución ex MINEM 488/17³² se adjudicaron los proyectos que aceptaron la invitación. A diferencia de las rondas anteriores, los certificados de inclusión para el otorgamiento de los beneficios fiscales debieron ser solicitados por los titulares de los proyectos adjudicados³³

En esta ronda licitatoria se **adjudicaron** 88 proyectos que representan 2049,70 megavatios (MW) de potencia, conforme el siguiente detalle:

Cuadro 4: Licitación y adjudicación por tipo de tecnología

Ronda 2	Pliego de bases y condiciones Resolución ex Minem 275/17		Resolución ex Minem 473/17		Resolución ex Minem 488/17	
	Potencia licitada (MW)	Precio máximo de Adjudicación (U\$S/MWh)	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)
Eólica	550	56.25	8	668.83	4	327.60
Solar Fotovoltaica	450	57.04	12	557.40	5	260.00
Biomasa	100	110	14	116.87	2	26.00
Biogás	35	160	20	35.02	11	24.02
Biogás (RS)	15	130	3	13.02	0	0.00
PAH	50	105	9	20.94	0	0.00
Totales	1200		66	1,412.08	22	637.62

Proyectos adjudicados R2	88
Potencia adjudicada R2	2.049,70

Fuente: Elaboración propia a partir de respuestas a requerimientos e información de sitios públicos.

²⁹ B.O.:23/11/2017

³⁰ B.O.: 30/11/2017

³¹ PBC Ronda 2, art. 19.7

³² B.O.: 20/12/2017

³³ Resolución ex MINEM 212/18



Ronda 3 (noviembre de 2018)

Denominada también “MiniRen”, fue convocada por Resolución ex SGE 100/18³⁴, modificada por su similar 90/19³⁵. Se orientó al aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV para potenciar la participación de actores no tradicionales en el sector, generar proyectos de menor escala, evitar pérdidas en el sistema por transporte y distribución, y a estabilizar las puntas de línea por ubicar generación cerca de la demanda. Se buscó ampliar la potencia instalada en 400 MW y apuntó a proyectos de pequeña escala con una potencia máxima de 10 MW para ser conectados en las redes de media y baja tensión de todas las provincias del país, estableciendo un cupo máximo por provincia de 20 MW, excepto para Buenos Aires que se fijó en 60 MW.

Por medio de la Disposición de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE) 84/19³⁶ se calificaron las ofertas y se establecieron los beneficios fiscales reconocidos a los proyectos. Luego, por Disposición SSERyEE 91/19³⁷ se definieron los proyectos que resultaron adjudicados para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, y se otorgaron los beneficios fiscales a través de los correspondientes certificados de inclusión³⁸.

Asimismo, se convocó a la presentación de mejoras de ofertas respecto de los proyectos presentados y no adjudicados, por los mismos o distintos integrantes de los oferentes originalmente presentados. Los interesados debieron manifestar por escrito la aceptación de la invitación.

En el cuadro siguiente se detalla: la potencia licitada, como así también, los precios máximos admisibles y la cantidad de proyectos y megavatios (MW) adjudicados.

³⁴ B.O.: 15/11/2018

³⁵ B.O.: 12/03/2019

³⁶ B.O.: 15/07/2019

³⁷ B.O.: 06/8/2019

³⁸ Emitidos por la Autoridad de Aplicación. Res. SE 130/2021.



Cuadro 5: Licitación y adjudicación por tipo de tecnología

Ronda 3	Pliego de bases y condiciones Resolución ex SGE 100/18 y 90/19		Disposición SSERyEE 91/19	
Tecnología	Potencia licitada (MW)	Precio máximo de Adjudicación (U\$/MWh)	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)
Eólica	350	60	10	128.70
Solar Fotovoltaica			14	106.75
Biomasa	25	110	2	8.50
Biogás	10	160	11	17.70
Biogás (RS)	5	130	1	5.00
PAH	10	105	6	7.38
Totales	400		44	274.03

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de respuestas a requerimientos (PBC) e información pública

3.2.2. Diversificación y federalización de la matriz en el Programa Renovar

Según el análisis realizado durante las tareas de campo, el Programa licitó, a través de las 4 rondas, potencia (en MW) proveniente de tecnologías eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás relleno sanitario, pequeño aprovechamiento hidroeléctrico (PAH), en la siguiente medida:

Cuadro 6: Potencia licitada por Ronda, por tecnología.

Tecnología	Potencia Licitada (MW)			
	Ronda 1	Ronda 1.5	Ronda 2	Ronda 3
Eólica	600	400	550	350
Solar Fotovoltaica	300	200	450	
Biomasa	65	-	100	25
Biogás	15	-	35	10
Biogás (RS)	-	-	15	5
PAH	20	-	50	10

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los pliegos de bases y condiciones.

A partir de la ronda 1.5, los PBC previeron asignación máxima de potencia por tecnología por región, en la siguiente medida, por ronda.



Cuadro 7: Asignación máxima de potencia por tecnología por Región (Ronda 1.5)

Ronda 1.5.			
Tecnología	Región	Provincias	Potencia Requerida
Eólica	Comahue	Neuquén, Río Negro y La Pampa	100 MW
	Patagonia	Santa Cruz y Chubut	100 MW
	Buenos Aires	Buenos Aires	100 MW
	Resto Eólico	Todas las provincias no comprendidas en la Regiones de Buenos Aires, Comahue y Patagonia	100 MW
Solar Fotovoltaica	NOA	Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero	100 MW
	Resto Solar	Todas las provincias no comprendidas en la Región NOA	100 MW

Fuente: PBC Ronda 1.5

En el caso de la ronda 2 se previó que, para la tecnología eólica, la sumatoria de Comahue, Patagonia y Buenos Aires no podría superar los 450 MW; para la tecnología solar fotovoltaica, la sumatoria de NOA y Cuyo, los 350 MW.

Cuadro 8: Asignación máxima de potencia por tecnología por Región (Ronda 2)

Ronda 2			
Tecnología	Región	Provincias	Potencia Requerida
Eólica	Comahue	Neuquén, Río Negro y La Pampa	200 MW
	Patagonia	Santa Cruz y Chubut	200 MW
	Buenos Aires	Buenos Aires	200 MW
	Resto Eólico	Todas las provincias no comprendidas en la Regiones de Buenos Aires, Comahue y Patagonia	100 MW
Solar Fotovoltaica	NOA	Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero	200 MW
	Cuyo	San Juan, Mendoza y San Luis.	200 MW
	Resto Solar	Todas las provincias no comprendidas en la Región NOA ni Cuyo	100 MW
Biomasa			N/A
Biogás			
Biogás de Relleno Sanitario			N/A
PAH			N/A

Fuente: PBC Ronda 2



En cuanto a la Ronda 3, la potencia requerida máxima a adjudicar a cada provincia, no podría superar los 20 MW, excepto:

1. Provincia de Buenos Aires: se podría adjudicar potencia requerida de hasta 60 MW y

2. En caso de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, si no se hubiera adjudicado el cien por ciento (100%) de la potencia requerida, podría pre adjudicarse a las ofertas no pre adjudicadas que estén en condiciones de serlo, de otras provincias de la misma región que tengan el menor precio ofertado, hasta completar la potencia requerida para dicha región.

En el caso que en una región no se hubiese adjudicado el 100% de la potencia requerida, podría pre adjudicarse a las ofertas no pre adjudicadas de otras regiones que tengan el menor precio ofertado, hasta completar los 350 MW de potencia requerida para las tecnologías mencionadas.

3. Si no se adjudicara el 100% de la potencia requerida por tecnología, podría pre adjudicarse a las ofertas no pre adjudicadas, que estén en condiciones de serlo, de otras tecnologías que tengan el menor precio ofertado, hasta completar la potencia requerida total de la presente convocatoria.

Cuadro 9: Asignación máxima de potencia por tecnología por Región (Ronda 3)

Ronda 3							
Tecnología/Región			Eólica/ Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Potencia Requerida por Región	Región 1	Jujuy Salta Catamarca La Rioja.	40 MW	N/A	N/A	N/A	N/A
	Región 2	Formosa Chaco Tucumán Santiago del Estero.	60 MW				
	Región 3	Misiones Corrientes Entre Ríos Santa Fe	60 MW				
	Región 4	San Juan Mendoza	30 MW				
	Región 5	Chubut Santa Cruz	30 MW				
	Región 6	Córdoba San Luis La Pampa Neuquén Río Negro.	70 MW				
	Región 7	Provincia de Buenos Aires	60 MW				

Fuente: PBC Ronda 3



3.2.3. HERRAMIENTAS DE FOMENTO APLICABLES AL RENOVAR. CONVENIO CON EL INTI

Como se dijo en el punto previo 3.2.1. al conceptualizar el Programa Renovar, este se valió de 4 herramientas destinadas a fomentar la participación de las empresas en las rondas licitatorias: 1) Otorgamiento de beneficios fiscales a las empresas adjudicatarias; 2) Prioridad en el pago; 3) Prioridad en el despacho y 4) Régimen especial de financiamiento y garantías.

La SSER suscribió un convenio marco con el INTI, para asistencia técnica y apoyo tecnológico³⁹ en áreas de su competencia.

Según surge del punto B) “Líneas de Trabajo”, del Anexo I del Acta Complementaria N° 1 al Convenio Específico del INTI – MINEM, aprobado por el IF-2017-17595132-APN-DDYME#MEM, los equipos técnicos de la SSER y del INTI, debían coordinar el seguimiento de ejecución de los proyectos, a través del Plan de Seguimiento y Control, dividido en 3 etapas: i) Revisión y Seguimiento de cronograma de ejecución de obra; ii) Revisión y seguimiento de cronograma de inversiones y iii) Visita al emplazamiento para verificación final del proyecto.

El plan y cronograma debían ser consensuados entre el INTI y la Autoridad de Aplicación, con facultad de esta última, de solicitar la realización de comprobaciones, toda vez que lo considere oportuno

El INTI realiza cinco (5) tipos de Auditorías: i) Inicio de Obra y Principio Efectivo de Ejecución; ii) Devolución de Garantías por Devolución Anticipada de IVA; iii) Comprobación de Destino de Importaciones; iv) Informe Técnico de Inversiones para FODER y v) Certificación de Componente Nacional⁴⁰.

En su carácter de organismo encargado de realizar la verificación del Total de Componente Nacional (TCN) incorporado en los proyectos adjudicados en las rondas del Programa, conforme lo establecido en las resoluciones ex SGE 479/19 y 805/19, realiza la Auditoría y emite el Informe Técnico Contable para determinar el porcentaje

³⁹ Acta complementaria N°1 al convenio específico N° 1.

⁴⁰ NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



de componente nacional incorporado en los bienes electromecánicos del proyecto auditado.

Se describen a continuación las características salientes de las herramientas de fomento del Programa.

3.2.3.1. Beneficios Fiscales

3.2.3.1.1. Generalidades. Cupo fiscal

Los beneficios fiscales conforman la política de fomento como elemento fundamental. Las leyes de presupuesto determinan un cupo fiscal anual, a ser asignado a los beneficios promocionales previstos por el Régimen de Fomento, en general, sin segmentar por programa. En el año 2016 dicho cupo fue asignado por Decreto 882/16⁴¹.

El cupo fiscal es utilizado para prever los beneficios fiscales que se otorgan a través los Certificados de Inclusión⁴², se establece anualmente y su remanente, de existir, se transfiere al ejercicio siguiente.

Hasta el ejercicio 2019, el cupo fiscal anual se estableció en dólares estadounidenses. En el año 2020 no se estableció cupo fiscal y en 2021 se determinó en pesos. En el período auditado, los montos asignados en concepto de cupo fiscal fueron los siguientes:

⁴¹ BO: 22/07/16

⁴² El procedimiento para obtenerlo se encuentra establecido en el Decreto N° 531/16, en el Anexo I de la Resolución ex MINEM 72/2016 y Res ex MINEM 212/2018



Cuadro 10: Cupo fiscal asignado por año

Año	Normativa	Cupo U\$D	Cupo ARS \$
2016	Decreto 882/16	1.700.000.000	-
	Art. 1		
2017	Ley 27.341	1.800.000.000	-
	Art. 25		
2018	Ley 27.431	1.421.250.000	-
	Art. 23		
2019	Ley 27.467	500.000.000	-
	Art. 26		
2020	Ley 27.561	-	-
2021	Ley 27.591	-	18.500.000.000
	Art. 29		
Totales		5.421.250.000	18.500.000.000

Fuente: NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC

Se identificaron los siguientes montos erogados en concepto de beneficios fiscales para el Renovar entre los años 2017 y 2021.

Cuadro 11: montos de los Certificados de Inclusión otorgados (U\$S)

CERTIFICADOS OTORGADOS POR AÑO POR RONDA						
POR RONDA	2017	2018	2019	2020	2021	Total
1	436,823,209.88					436,823,209.88
1.5	363,701,325.88	195,902,495.47				559,603,821.35
2		151,088,726.85	302,524,565.39	55,732,599.69		509,345,891.93
3					33,655,964.41	33,655,964.41
TOTAL	800,524,535.76	346,991,222.32	302,524,565.39	55,732,599.69	33,655,964.41	1,539,428,887.57

Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de los certificados de inclusión suministrados por la DNGE a través de las notas No-2022-22433640-APN-DNGE#MEC y NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC.

Del relevamiento de la información proporcionada por el INTI⁴³, se identificó el porcentaje que representaron los BBFF sobre inversiones previstas:

⁴³ Total de notas de solicitud de PEE proporcionadas y analizadas: Ronda 1: 16; Ronda 1.5: 14; Ronda 2: 27; Ronda 3: 3.



Cuadro 12: Porcentaje que representaron los BBFF sobre inversiones previstas

	Ronda 1	Ronda 1.5	Ronda 2	Ronda 3	%
Menos del 10%	1	0	2	2	8
Entre el 10% y 25%	5	2	14	0	35
Entre el 25% y 40%	9	7	11	1	47
Mas del 40%	1	5	0	0	10
Total	16	14	27	3	100

Fuente: Elaboración propia con información extraída de la NO-2022-106043013-APN-P#INTI

En este sentido, se establecieron valores de referencia para los beneficios fiscales por tecnología y por ronda, a saber:

Cuadro 13: Valor de referencia para el cálculo los beneficios fiscales por tecnología⁴⁴

Período	F.854 presentados	Incumplimiento	% incumplimiento
2015	892	124	14%
2016	907	131	14%
2017	866	147	17%
2018	829	168	20%
2019	829	215	26%
hasta 08/2020	578	209	36%

Fuente: Elaboración propia con información extraída de los PBC.

El Renovar contempló como beneficios fiscales los siguientes: i) Devolución Anticipada del IVA; ii) Amortización Acelerada de Impuesto a las Ganancias; iii) Certificado Fiscal y iv) Exención de pago de los Derechos de Importación.

Las Leyes 26.190 y 27.191, además, preveían otros: i) Compensación de quebrantos con ganancias; ii) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades; iii) Líneas de crédito especiales en el Banco de la Nación Argentina y iv) Deducción carga financiera del pasivo financiero.

⁴⁴ La Autoridad de Aplicación del Programa considerará que la suma de todos los beneficios fiscales solicitados no exceda el cupo máximo de beneficios fiscales para la tecnología que corresponda multiplicado por la potencia del proyecto



Durante el desarrollo de las tareas de campo, la Auditoría solicitó al auditado⁴⁵ que informe sobre su aplicación al Renovar. La DNGE⁴⁶ indicó que no se otorgaron dichos beneficios.

3.2.3.1.2. Procedimiento

Para acceder a la aplicación de los beneficios fiscales otorgados en los certificados de inclusión, los proyectos debían previamente obtener el principio efectivo de ejecución (PEE)⁴⁷ que consiste en la realización de erogaciones de fondos asociadas a un proyecto por un monto no inferior al 15% de la inversión total.

Los titulares de proyectos debían acreditar esta circunstancia ante la SSER, mediante DDJJ y documentación respaldatoria, quien debía remitirlo al INTI para que este organismo certifique el monto de erogaciones⁴⁸. Una vez certificado el PEE, el área competente debía elaborar un informe técnico y dictar una resolución indicando el cumplimiento o no.

Del análisis de los procedimientos para la obtención de los beneficios⁴⁹ en el marco del Programa, se identificaron 5 momentos:

1) Solicitud: En ocasión de presentar las ofertas para las distintas rondas licitatorias del Programa Renovar, "...los Oferentes deberán solicitar los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables que pretendan obtener (...). Asimismo, deberán calcular el Precio Ofertado asumiendo que obtendrán los beneficios solicitados⁵⁰"

2) Adjudicación: Con la adjudicación de las ofertas calificadas, se adjudica el monto de los beneficios fiscales que corresponde otorgar a cada Proyecto.

3) Otorgamiento: Al otorgarse el certificado de inclusión en el régimen de fomento de las energías renovables, se otorgan los alcances y montos de los beneficios fiscales.

⁴⁵ Nota 75/22 AG7

⁴⁶ NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

⁴⁷ Ley 27.191, Disposición SSER 57/2017.

⁴⁸ Auditoría contable, y/o auditoría técnica en caso de corresponder.

⁴⁹ Resolución Gral. AFIP 4101/17, Disposición ex SSER 57/17, Disposición ex SSER 68/17 y Manual Instructivo de Devolución Anticipada de IVA.

⁵⁰ PBC



4) Autorización: Acreditado el PEE, los adjudicatarios del Programa pueden solicitar la aplicación de los beneficios otorgados en los respectivos certificados de inclusión⁵¹. Para ello, la Autoridad de Aplicación autorizará a quien corresponda para aplicar el beneficio.

5) Aplicación: Una vez autorizados los beneficios, la AFIP, o la Aduana en el caso de Exención de pago de Derechos de Importación, disponen su aplicación.

3.2.3.1.3. Beneficios fiscales establecidos para el Renovar

En el marco del Renovar, se dispusieron los siguientes beneficios fiscales:

a) Devolución Anticipada del IVA

Los sujetos titulares de proyectos podrán solicitar la devolución anticipada del IVA correspondiente a los bienes nuevos⁵² o realización de obras de infraestructura, electromecánicas y de montaje que cumplan con los requisitos correspondientes⁵³, transcurrido como mínimo un periodo fiscal desde que se hayan realizado las inversiones. Se aplica al IVA facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen, hasta la conclusión de proyectos dentro de los plazos para entrada en operación comercial de cada una⁵⁴.

Podrán solicitar la acreditación del gravamen que les haya sido facturado contra otros impuestos cuya recaudación se encuentre a cargo de AFIP, o en su defecto la devolución anticipada⁵⁵.

La Disposición SSER 68/2017, Anexo II, estableció el procedimiento de aprobación de comprobantes presentados por los beneficiarios de Certificados de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.

⁵¹ El Régimen de Exención del Pago del Derecho de Importación podía, excepcionalmente solicitarse previo al PEE.

⁵² Compra, fabricación, elaboración o importación definitiva

⁵³ Según artículos 8° y 9° de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191 y su Decreto reglamentario N° 531/16 y modificatorias y disposiciones de la RG N° 4.101 - E/2017

⁵⁴ Ley 27.191, art 9, pto. 1.3).

⁵⁵ Conf. Manual Instructivo de Devolución Anticipada de IVA, proporcionado por NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



La DNGE remitió por Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC, el “Manual instructivo de devolución anticipada de IVA”, con el procedimiento de solicitud de este beneficio y de la etapa preliminar de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias.

b) Amortización Acelerada del Impuesto a las Ganancias

Los titulares de proyectos en el marco del Programa podrán gozar del beneficio de amortizar en forma acelerada y generar deducciones en el impuesto a las ganancias⁵⁶ en la siguiente proporción:

Cuadro 14: Amortización acelerada del impuesto a las ganancias

Período inversiones	Bienes muebles	Obras de infraestructura
al 31/12/2016	2 cuotas anuales	Vida útil 50%
al 31/12/2017	3 cuotas anuales	Vida útil 60%
1/1/2018 al 31/12/2021	4 cuotas anuales	Vida útil 70%
1/1/2022 al 31/12/2025	5 cuotas anuales	Vida útil 80%
posteriores al 1/1/2026	5 cuotas anuales	

Fuente: Elaboración propia según lo establecido en los artículos 4 y 6 de la Ley 27.191

Podrán solicitarlo a partir del período fiscal de habilitación de los bienes de capital u obras de infraestructura amortizables, sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate, durante tres años desde la fecha de habilitación del bien, caso contrario se deberán rectificar las declaraciones juradas presentadas e ingresar las diferencias de impuestos resultantes con sus intereses⁵⁷.

c) Certificado Fiscal

Se propone fomentar la generación de energía eléctrica de fuentes renovables y promover el crecimiento de la industria nacional y la radicación de nuevas empresas en el país, para abastecer el mercado local de energías renovables y para la

⁵⁶ Ley 27.191

⁵⁷ Resolución General AFIP 4437/19.



exportación, con bienes de alto valor agregado, a través de la creación de nuevas fuentes de trabajo⁵⁸.

Los proyectos que acrediten fehacientemente tener un 30% o más de integración de componente nacional declarado (CND) en las instalaciones electromecánicas (excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, al transporte y al montaje del equipamiento) al momento de realizar las ofertas, y/o en cualquier momento del proceso, inclusive luego de la habilitación comercial, tendrán derecho a percibir como beneficio un certificado fiscal por un valor equivalente al 20%. Este certificado podrá ser aplicado a impuestos internos cuya recaudación se encuentra a cargo de la AFIP.

Los Certificados Fiscales son emitidos por la DNER, en pesos⁵⁹ y con vigencia de 5 años a partir de su emisión.

Si el beneficiario no hubiere requerido el Certificado Fiscal en su solicitud de inclusión en el Régimen de Fomento, pero al producirse la habilitación comercial del proyecto acreditará la efectiva incorporación del Total de Componente Nacional (TCN) suficiente para obtener el Certificado Fiscal, podrá solicitar su otorgamiento por el monto que corresponda⁶⁰. En este caso, el beneficio se imputará al cupo fiscal vigente en el año en que dicho incremento se produzca, salvo que el beneficiario cuente con cupo fiscal remanente del que le fuera otorgado en su Certificado de Inclusión por los beneficios de devolución anticipada del IVA o de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, en cuyo caso se reasignará dicho remanente al beneficio de Certificado Fiscal⁶¹.

Según Resolución SGE 479/19, se puede solicitar:

⁵⁸ Resolución conjunta ex MINEM y Ministerio de Producción 1/17.

⁵⁹ A los efectos del cálculo del monto de cada Certificado Fiscal a emitir, los valores de los bienes nacionales determinados se computan en pesos. Las facturas emitidas en dólares estadounidenses por contribuyentes argentinos se consideran por el monto equivalente en pesos consignado en la factura electrónica.

Las facturas emitidas en una moneda distinta al dólar estadounidense deben convertirse a ésta moneda utilizando la cotización Divisas y el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina al cierre del día hábil anterior de la fecha de factura. Cfr. Res. SGE 479/19, art. 5 y 6.

⁶⁰ Para el caso de producirse un incremento del porcentaje de componente nacional importado, el tratamiento es el mismo.

⁶¹ Si la reasignación es insuficiente, el faltante se imputará al cupo fiscal establecido en la ley de presupuesto vigente en ese momento. El monto del Certificado Fiscal a emitir será el que corresponda en función de las inversiones debidamente registradas realizadas de acuerdo con lo dispuesto en esta resolución y no podrá exceder el nuevo máximo establecido, teniendo en cuenta los Certificados Fiscales emitidos en forma anticipada, si los hubo.



Certificado Fiscal Anticipado: El beneficiario al que se le otorgó el Certificado Fiscal en su correspondiente Certificado de Inclusión y obtuvo la declaración de cumplimiento del PEE puede requerir el otorgamiento parcial de este beneficio con anterioridad a la habilitación comercial del proyecto, por hasta dos (2) Certificados Fiscales anticipados.

La DNER puede solicitar una verificación técnico contable con carácter previo a la emisión de un Certificado Fiscal anticipado, con el fin de comprobar la veracidad de lo manifestado en la declaración jurada presentada.

El monto total del beneficio a otorgar en concepto de Certificado Fiscal anticipado no podrá exceder el 60% del monto correspondiente al beneficio de Certificado Fiscal asignado en el Certificado de Inclusión.

Certificado Fiscal Final: producida la habilitación comercial, los beneficiarios podrán solicitar el otorgamiento del certificado fiscal final por las inversiones debidamente registradas no consideradas previamente para la emisión de Certificados Fiscales anticipados, o por la totalidad de las inversiones debidamente registradas en caso de no haberse emitido aquéllos.

Es requisito acreditar el cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales, y la verificación del total del componente nacional efectivamente incorporado por parte del INTI.

d) Régimen de Exención del Pago de los Derechos de Importación

Implica la exención del pago de derechos a la importación y de cualquier otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y de los insumos determinados por la autoridad de aplicación necesarios para la ejecución del proyecto.

El beneficio se extiende a repuestos y accesorios nuevos, necesarios para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad, sujetos a la respectiva comprobación de destino.



3.2.3.1.4. Procedimiento para el control de inversiones y aplicación de beneficios fiscales. Régimen sancionatorio

El Anexo II de la Resolución ex SGE 414/19, modificatoria de sus similares 72/16 y 230/16, estableció un procedimiento para el control de las inversiones y aplicación de los beneficios fiscales.

También se tipificaron los incumplimientos al régimen de fomento en lo concerniente a BBFF⁶². El inciso d) de la norma señala que el incumplimiento del porcentaje de integración de componente nacional consignado en el Certificado de Inclusión, cuando se hubiere otorgado el Certificado Fiscal, constituye una conducta que debe ser sancionada.

3.2.3.2. Prioridad de Pago

El pago de los Contratos de Abastecimiento se estableció como prioritario en el orden de prelación, de manera equivalente a la que tienen los contratos de abastecimiento al MEM y en igualdad de condiciones a los contratos de abastecimiento de las Rondas 1, 1.5. y 2.

Esta prioridad se mantiene sin perjuicio de que se implemente un sistema de recaudación exclusivo que se aplique a lo abonado por la demanda por los Contratos de Abastecimiento⁶³.

Con el objetivo de atraer las inversiones necesarias y reducir el costo del financiamiento y consecuentemente el precio de la energía eléctrica renovable, se previeron mecanismos de aseguramiento para el pago a través del funcionamiento del FODER⁶⁴, punto sobre el cual se volverá a continuación.

⁶² Artículos 20 y 21. Incumplimientos: a) no alcanzar el principio efectivo de ejecución del proyecto en el plazo consignado en el Certificado de Inclusión; b) no alcanzar la habilitación comercial de la central, total o parcialmente, en el plazo consignado en el Certificado de Inclusión o sus eventuales prórrogas; c) incumplimiento de los compromisos técnicos –normas de calidad de los productos utilizados, entre otros–, productivos y comerciales asumidos en la presentación que dio origen al otorgamiento de los beneficios; d) incumplimiento del porcentaje de integración de componente nacional consignado en el Certificado de Inclusión, cuando se hubiere otorgado el Certificado Fiscal; e) incumplimiento de la destinación a otorgar a los bienes importados con la exención prevista en el artículo 14 de la ley 27.191 o con el beneficio establecido en el Decreto 814/17; f) acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos a, b, c y d del artículo 11 de la ley 26.190, modificada por la ley 27.191; g) otros incumplimientos graves de normas aplicables para el desarrollo del proyecto.

⁶³ PBC Ronda 3, punto 23.

⁶⁴ Nota SSER N° 0027.



3.2.3.3. Prioridad en el despacho

La energía eléctrica proveniente de recursos renovables goza de prioridad en el despacho conforme lo previsto en el artículo 18 de la Ley 27.191. Frente a congestión por falta de capacidad en la red de transporte eléctrico, para los contratos provenientes de rondas 1, 1.5 y 2, la generación de las centrales posee igual prioridad de despacho y prioridad frente a la generación renovable que opere bajo otros programas⁶⁵, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que no tengan asignada la citada prioridad⁶⁶.

Para las centrales de la ronda 3 no se garantizó la prioridad en el despacho ante casos de congestión del SADI.

3.2.3.4. Financiamiento y garantías

Por el artículo 7º de la ley 27.191 se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) como fideicomiso de administración y financiero, con el fin de aplicar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles para la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el contexto del régimen de fomento.

El Estado Nacional se constituye como Fiduciante y el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. (BICE) como Fiduciario. Su patrimonio se conforma por bienes fideicomitados provenientes de las siguientes fuentes: a) Recursos del Tesoro Nacional; b) Cargos específicos a la demanda de energía⁶⁷; c) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas; d) los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de sus ventas; e) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e

⁶⁵ Por ejemplo, MATER (Mercado a término de energías renovables).

⁶⁶ Resolución ex MINEM 281/2017, artículo 7º inciso 3.

⁶⁷ La DNGE informó por NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC que el cargo no ha sido creado.



inversión de los bienes fideicomitidos y f) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo.

Gráfico 1: Esquema de funcionamiento del FODER



Fuente: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf

El FODER apuntó a reducir los riesgos percibidos de la inversión en generación renovable⁶⁸.

Para incorporarse al Fideicomiso como beneficiarias, las empresas debieron firmar un acuerdo de adhesión. La DNGE informó⁶⁹ que “...El FODER fue diseñado para facilitar el financiamiento de proyectos renovables mediante la mitigación de riesgos clave del sector público. Los primeros instrumentos de FODER fueron garantías para cubrir: (i) pagos de PPA en curso (es decir, apoyo de liquidez), y (ii) obligaciones de pago por terminación derivadas de los derechos de los PPI para vender su proyecto (una opción de venta) a FODER si se presentaban condiciones macroeconómicas o económicas específicas.”

Para ello, se creó un esquema con tres niveles de garantías, para el Programa Renovar:

Un primer nivel vinculado con la falta de pago por parte del comprador (CAMESA). En este caso el FODER se obliga, por sí o a través de un agente de pago designado por éste a tales efectos, a transferir de la cuenta de garantía de pago por energía a la cuenta del vendedor, en la medida en que existan fondos suficientes

⁶⁸ Cfr. NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC

⁶⁹ NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC



en la Cuenta de Garantía de Pago por Energía, el monto necesario para solventar el Pago por Energía Ajustado mediante depósito en la Cuenta del Vendedor.

El segundo nivel de garantía se implementó a favor del FODER, con la emisión de letras del Tesoro Nacional, por cuenta y orden del ex MINEM. El ejercicio de la opción de venta de la central de generación por parte de su titular determina la obligación del fiduciante de transferir al FODER los recursos necesarios para efectivizar el pago correspondiente, contra la entrega de las Letras del Tesoro Nacional, por el monto equivalente⁷⁰.

Por último, se determinó un tercer nivel de garantía a través del Banco Mundial (BM), por medio del cual el BM, garantiza la obligación del Estado Nacional de remitirle al FODER los recursos necesarios para realizar el pago del precio de venta del proyecto y/o la obligación del Estado Nacional de pagar las Letras que emita el Tesoro Nacional para garantizar el pago del precio de venta del proyecto⁷¹. La misma tiene como principal objetivo reducir los costos financieros para los generadores privados debido a que disminuye los riesgos asociados a la firma de contratos con CAMMESA y otro tipo de riesgos (políticos, de impagos, de transferibilidad y convertibilidad de la moneda)⁷².

En este contexto se suscribieron dos acuerdos de indemnidad entre el BM y el Estado Nacional. El primero por hasta U\$S 480 millones en el marco de las Rondas 1 y 1.5 del programa⁷³, y el segundo por hasta U\$S 250 millones, financiamiento Adicional para la Ronda 2⁷⁴.

La garantía del BM fue optativa para los oferentes. El costo de mantenimiento fue asumido y pagado al FODER por cada proyecto en base a su potencia contratada, monto y plazo solicitado. Los Oferentes que optaron por la Garantía BM debieron cumplir con los criterios de elegibilidad del BM⁷⁵.

⁷⁰ Decreto 882/16 – Energía – Artículo 14. Resolución 147-E/17 – Letras el Tesoro en Garantía. Emisión.

⁷¹ Conforme pliego de bases y condiciones Ronda 1, 2.

⁷² <https://documents1.worldbank.org/curated/en/333671481661807572/pdf/110970-REVISED-RP-SPANISH-P159901-Box405296B-PUBLIC-Disclosed-8-18-2017.pdf>

⁷³ Decreto 605/17

⁷⁴ Decreto 898/18

⁷⁵ (i) ser una entidad privada, (ii) tener la capacidad de manejar los aspectos ambientales y sociales del Proyecto en conformidad con los requisitos del Banco Mundial, (iii) no estar sancionado en conformidad con los procesos de sanciones del Banco Mundial por violación de las políticas anticorrupción del Banco Mundial, de forma tal que le sea prohibido beneficiarse financieramente o de cualquier otra manera, de un contrato financiado o garantizado por el Banco Mundial.



3.2.3.5. Opciones a favor del Estado Nacional y de las empresas contratistas ante incumplimientos

El Decreto 882/16⁷⁶ autorizó la celebración de contratos por parte del Estado Nacional con los beneficiarios del régimen de fomento que haya suscripto un contrato con CAMMESA, en los que podrían preverse derechos de opción de compra de la central o de sus activos a favor del Estado Nacional ante incumplimientos graves del contratista que constituyan causal de rescisión del contrato y derechos de opción de venta de la central o de sus activos en casos de incumplimientos de CAMMESA.

Se estableció que el precio de las opciones de compra y venta no podría ser inferior o superior a la inversión no amortizada al momento de la opción, respectivamente.

3.2.4. PRECIOS POR MWH POR RONDA

En cada ronda, la Autoridad de Aplicación fijó precios máximos de referencia en US\$/MWh como límite para adjudicar los proyectos de cada Tecnología de Generación.

Cuadro 15: Precios según PBC

Precio Máximo de Adjudicación por Tecnología y Región en US\$/MWh	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogas	BRS	PAH
Ronda 1	\$ 82,00	\$ 90,00	\$ 110,00	\$ 160,00	-	\$ 105,00
Ronda 1.5	\$ 59,38	\$ 59,75	-	-	-	-
Ronda 2	\$ 56,25	\$ 57,04	\$ 110,00	\$ 160,00	\$ 130,00	\$ 105,00
Ronda 3		\$ 60,00	\$ 110,00	\$ 160,00	\$ 130,00	\$ 105,00

Fuente: Elaboración propia según PBC

En la Ronda 1 se elaboró un modelo de cálculo para establecer los precios máximos sobre la base de una serie de parámetros técnicos, económicos y financieros. Hasta la apertura de los sobres de las ofertas económicas de cada proyecto los precios tuvieron carácter secreto.

⁷⁶ BO 22/07/16



Para evaluar cada oferta, CAMMESA calculó el “Precio Ofertado Ajustado” (POA)⁷⁷. Las ofertas cuyo POA superaron el Precio Máximo de Adjudicación para su tecnología fueron descartadas.

En caso de adjudicación de la Oferta, el Precio Ofertado se transcribió al Contrato de Abastecimiento y pasó a denominarse “Precio Adjudicado”.

Atento a que las ofertas recibidas y calificadas para Biomasa, Biogás y Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH), no alcanzaron a cubrir la potencia requerida para cada una de ellas, a través de Resolución ex MINEM 213/16 se consideró conveniente adicionar la Potencia Requerida remanente de dichas tecnologías a las correspondientes a eólica y solar fotovoltaica, toda vez que en éstas existían ofertas en condiciones de resultar adjudicatarias y la potencia requerida resultaba insuficiente.

Para el caso de los invitados de esta ronda, CAMMESA ofreció, previa autorización de la Autoridad de Aplicación, la adjudicación y celebración de contratos de abastecimiento al precio más bajo adjudicado para la misma tecnología y corredor de su proyecto, siempre que dicho precio no superara en un 25% el precio más bajo adjudicado para esa tecnología a nivel país.

En la Ronda 1.5 los precios máximos publicados en el PBC, se establecieron como el equivalente al promedio ponderado de los precios de las ofertas adjudicadas en la Ronda 1.

Para la comparación de las Ofertas, CAMMESA calculó (i) el “Precio Ofertado Ajustado Con Garantía Banco Mundial” o “POAGBM”⁷⁸ y (ii) el “Precio Ofertado Ajustado Sin Garantía Banco Mundial” o “POASINGBM”⁷⁹.

Al igual que en la Ronda 1, las ofertas cuyo POA que, con o sin Garantía del Banco Mundial, superaron los precios máximos fueron descartadas por CAMMESA.

⁷⁷ POA: Precio Ofertado multiplicado por el Factor de Pérdida del PDI correspondiente al Proyecto menos quince centavos de Dólar por MWh (0,15 US\$/MWh) por cada treinta (30) días corridos de diferencia entre el Plazo de Ejecución Ofertado y el Plazo de Ejecución Máximo.

⁷⁸ POGBM multiplicado por el Factor de Pérdida del PDI correspondiente al Proyecto menos 0.5 centavos de Dólar por MWh (0,005 US\$/MWh) por cada día en que se adelante el Plazo de Ejecución Ofertado con respecto al Plazo de Ejecución Máximo.

⁷⁹ POSINGBM multiplicado por el Factor de Pérdida del PDI correspondiente al Proyecto menos 0.5 centavos de Dólar por MWh (0,005 US\$/MWh) por cada día en que se adelante el Plazo de Ejecución Ofertado con respecto al Plazo de Ejecución Máximo.



En caso de adjudicación de la Oferta, el POGBM o POSINGBM se transcribió al Contrato de Abastecimiento y pasó a denominarse “Precio Adjudicado”.

En la Ronda 2, los precios máximos de adjudicación también fueron publicados en el PBC. El valor establecido para las tecnologías eólica y solar surge como un promedio ponderado de los precios de los proyectos que fueran adjudicados en las Rondas 1 y 1.5; para el caso de PAH, se mantuvo el precio máximo de adjudicación de la Ronda 1; para las tecnologías de biomasa y biogás (combustión y gasificación), se adicionó un incentivo para los proyectos de menor envergadura, decreciente a medida que se incrementa la potencia ofertada; y para el BRS se definió un nuevo precio máximo.

CAMMESA, en este caso, descartó los proyectos a partir de los PO que superaron los precios máximos de adjudicación, a diferencia de las rondas anteriores en las que lo hizo a partir de los POA.

En caso de adjudicación, el precio ofertado fue transcrito al Contrato de Abastecimiento y pasó a denominarse “Precio Adjudicado”. Únicamente para el caso de los proyectos de tecnología de biomasa y biogás, al precio adjudicado se le adicionó el incentivo por escala antes mencionado.

Para los invitados, el precio por megavatio hora fue el menor entre el PO y el que se indicó para cada Tecnología en la Res. MEM 473/17 -FASE I-. Los proyectos que aceptaron la invitación fueron posteriormente adjudicados por Res MEM 488/17 -FASE II-.

En la Ronda 3, los precios máximos de adjudicación también se previeron en los PBC, para cada tecnología. Una vez abiertos los sobres con las ofertas económicas, CAMMESA descartó todas aquellas cuyos PO superaron los precios máximos para establecer un orden de mérito. Las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica se ordenaron en función a su PO. Las restantes tecnologías lo hicieron según su POA.

En caso de adjudicación el Precio Ofertado se transcribió al Contrato de Abastecimiento y pasó a denominarse “Precio Adjudicado”.



Los contratos para los invitados de esta última ronda se establecieron con los precios mínimos adjudicados para cada tecnología.

Para las Rondas 1, 1.5 y 2; cada mes, el precio reconocido por la energía abastecida es igual al Precio Anual del Año de Producción multiplicado por el Factor de Incentivo, ambos del año calendario al cual corresponde el mes en cuestión. El propósito del Factor de Incentivo es favorecer e incentivar la pronta instalación y puesta en operación comercial de las Centrales de Generación mediante un incremento nominal del Precio Adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera de los Proyectos.

Los contratos que se firmaron a partir de la Res MEM 202/2016, redefinieron los precios considerados inconvenientes, de modo tal de ajustarlos a la realidad del mercado, a cuyos efectos correspondió vincularlos a los precios de las ofertas que resultaron adjudicatarias en la Ronda 1. Para completar la conformación final del nuevo precio, también se consideró el precio promedio establecido en las adendas a los contratos suscriptos, pero con un reajuste que contempló adecuadamente los precios de mercado más la incidencia de la mayor duración del contrato a suscribir, del Factor de Incentivo y del Factor de Ajuste a aplicar y los costos de capital asociados a la inversión en infraestructura.

3.2.5. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO. ASPECTOS SALIENTES

3.2.5.1. Generalidades

Los procesos licitatorios culminaron con la adjudicación de proyectos de inversión para la celebración de “contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable”, también conocidos como Power Purchase Agreements (PPA), suscriptos por los adjudicatarios e invitados correspondientes como parte vendedora y CAMMESA como parte compradora, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM, hasta la reasignación de los contratos celebrados en cabeza de los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM.



Los PPA se rigen por el derecho privado⁸⁰ y en este caso se firmaron por un plazo de 20 años.

No existen obstáculos para que las empresas, una vez ejecutado el contrato, continúen desempeñándose como agente generador del MEM, pudiendo vender por tiempo indeterminado la energía generada en el mercado spot administrado por CAMMESA y/o a través del mercado a término, celebrando contratos a tal fin con grandes usuarios del MEM.

En el marco del Programa se suscribieron un total de 181 contratos.,

Cuadro 16: Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y Tecnología⁸²

Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y Tecnología					
Contratos suscriptos por Ronda					
Tecnología	1	1,5	2	3	Total
Eólica	12	10	11	9	42
SFV	4	20	16	12	52
Biomasa	2	0	15	0	17
Biogás	6	0	30	10	46
Biogás (BRS)	0	0	3	1	4
PAH	5	0	9	6	20
Total	29	30	84	38	181

Fuente: Elaboración propia con datos de NO-2023-96600254-APN-SSEE#MEC

3.2.5.2. Cómputo de plazos

La fecha de inicio para contabilizar los plazos es la de suscripción de los contratos, salvo para aquellos que hubieren tomado la Garantía Banco Mundial, en cuyo caso, los plazos serán contados a partir de que el Fiduciario del FODER notifique fehacientemente al Vendedor la suscripción del contrato de Garantía Banco Mundial entre el Fiduciario FODER y el Banco Mundial.

Si bien los PBC establecieron un plazo de ejecución máximo para las obras (que finaliza con la fecha de habilitación comercial)⁸³, los oferentes podían presentar

⁸⁰ Conforme el Decreto 882/16

⁸¹ Ronda 2 (BM-406 y SFV-203)

⁸² No se contabilizaron los dos (2) contratos anulados.

⁸³ Es la fecha en que CAMMESA le otorga al vendedor la habilitación para la operación en el MEM respecto de, por lo menos, el 98% (noventa y ocho por ciento) de la potencia contratada



un plazo de ejecución ofertado o programado de habilitación comercial igual o menor al de los PBC.

A fin de contabilizar plazos, se tomaron los siguientes con relación a la habilitación comercial, comunicada por CAMMESA a la empresa titular del proyecto⁸⁴:

- Fecha máxima de habilitación comercial: es la que se contabiliza según el plazo estipulado en los PBC.
- Fecha programada de habilitación comercial: es la que se contabiliza según el plazo al que se comprometen los oferentes.
- Fecha de habilitación comercial efectiva: es la fecha en que los proyectos alcanzaron efectivamente la habilitación comercial.

Cumplidos 365 días desde la Habilitación Comercial del proyecto, el beneficiario puede solicitar la liberación de las garantías⁸⁵.

La Resolución ex MINEM 285/18, estableció el monto de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial y del abastecimiento de energía comprometida, previstas en los contratos de abastecimiento.

El auditado informó que no se aplicaron sanciones en el marco de dicha resolución.

3.2.5.3. Cambios de tecnología y cláusula take or pay

En cualquier momento luego de la adjudicación, en caso de realizarse un cambio en el diseño o configuración de los equipos de la central de generación mencionados en el Reporte de Producción de Energía (RPE), presentado en el sobre A para calificar, el oferente deberá presentar un nuevo RPE ante la Autoridad de Aplicación quien lo analizará y aprobará instruyendo al comprador a realizar, en caso que corresponda, las modificaciones a la energía comprometida y comprometida mínima de contrato.

⁸⁴ No-2022-22433640-APN-DNGE#MEC

⁸⁵ Resolución ex MINEM 72/16. Artículo 9.



En el marco de la licitación de la Ronda 2, se previó la opción de adjudicar potencia asociada a ampliaciones futuras de la red de transporte, a través de la cláusula take or pay. Esta se aplica a los supuestos en que la ampliación no estuviera finalizada ni habilitada comercialmente, por razones distintas a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, 30 meses luego de la adjudicación del contrato, y el proyecto se encontrara con la habilitación comercial para la operación en el MEM. En este caso, el comprador se obliga a pagar al vendedor la energía comprometida, conforme condiciones establecidas⁸⁶.

Del relevamiento de los contratos de abastecimiento suscriptos se identificó que 12⁸⁷ incluyeron la cláusula take or pay, 6 de tecnología eólica y 6 de fotovoltaica.

3.2.5.4. Remuneración del vendedor

La remuneración del vendedor durante el período de abastecimiento es *“el precio por megavatio hora que el comprador pagará al vendedor por la energía abastecida durante cada mes calendario (o porción de un mes calendario) comprendido en el período de abastecimiento”*, el cual es igual al *“producto de (a) El Precio Anual correspondiente al Año de Producción en el que tal mes calendario (o porción de mes calendario) esté comprendido multiplicado por (b) el Factor de Incentivo correspondiente al Año Calendario en el que tal mes calendario (o porción de un mes calendario) se encuentre comprendido”*.

El Factor de Incentivo es anual y decreciente. Inicia en 1.20 y culmina en 0.80, con un promedio aproximado igual a 1 durante la vigencia del contrato.

Además, se dispuso un factor de ajuste del precio anual a partir del análisis de estimadores de las expectativas de inflación de Estados Unidos.

⁸⁶ El Comprador pagará al Vendedor por la energía abastecida más aquella energía complementaria que pudiere corresponder, hasta cubrir la energía comprometida mínima para los proyectos eólicos y solar fotovoltaicos; y hasta cubrir el noventa por ciento de la energía comprometida para los proyectos de biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y PAH. Cabe destacar que sólo se aplica para las horas en que se haya verificado una limitación en su despacho asociada a la ampliación inconclusa, únicamente hasta que el sistema de transporte tenga la habilitación comercial definitiva, se encuentre en condiciones de transportar energía y el comprador en condiciones de tomarla.

⁸⁷ EOL-010, EOL-020, EOL-022/025, EOL-029, EOL-035, EOL-049, SFV-207, SFV-212, SFV-218, SFV-219, SFV-259, SFV-275.



3.2.5.5. Energía comprometida

Cada contrato estableció la obligación del vendedor de abastecer al comprador la energía contratada. En este sentido, el vendedor debe cumplir, para cada año de producción, con un volumen de energía abastecida ajustada⁸⁸ igual o mayor a la energía comprometida para tal año de producción.

Los contratos prevén de manera casuística, soluciones para los supuestos de abastecimiento en defecto o exceso.

3.2.5.6. Prohibición de ceder, gravar y enajenar derechos y obligaciones

Los contratos establecieron también la prohibición de ceder, gravar o enajenar los derechos y obligaciones del vendedor sin el consentimiento escrito de CAMMESA salvo que el vendedor: i) ceda sus derechos de crédito a favor de los acreedores garantizados como garantía por el repago de la deuda garantizada; ii) ceda condicionalmente su posición contractual a favor de los acreedores garantizados; iii) Ceda sus derechos derivados del Certificado Fiscal de componente nacional y iv) Ceda sus derechos de cobro a cualquier entidad financiera autorizada.

3.2.6. Ley de Ética en el Ejercicio de la Función Pública N° 25.188 y Decreto 202/17.

La Ley de Ética Pública N° 25.188 establece los deberes que deben cumplir las personas que ejercen la función pública en todos sus niveles y jerarquías. Dichas disposiciones se integran con los principios contemplados en el Código de Ética de la Función Pública, aprobado por Decreto 41/99.

Las incompatibilidades con el ejercicio de la función pública previstas en 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

⁸⁸ Implica la suma de la energía abastecida y energía acreditada. Energía acreditada, por su parte, es la energía contratada que la central de generación inyecte en el punto de entrega durante tal período.



contratación, obtención, gestión o control de tales concesiones, beneficios o actividades y b) ser proveedor por sí o por terceros de todo organismo del Estado en donde desempeñe sus funciones (Artículo 13 Ley 25.188)

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 (Artículo 14)

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 (Artículo 15).

El Decreto 202/17 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 poseídas⁸⁹.

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.

4. HALLAZGOS

4.1. La ausencia de un marco jurídico general que agrupe las rondas licitatorias, establezca reglas comunes y objetivos detallados y específicos, así como la falta de definición de metas e indicadores con relación a elementos esenciales del programa, tales como precio y potencia, limitan el conocimiento de la eficacia y la efectividad de las políticas implementadas a través del Renovar.

Como se explicó en las Aclaraciones Previas, el Programa Renovar es una de las herramientas utilizadas por la Secretaría de Energía para el cumplimiento de los objetivos generales previstos en las Leyes 26.190 y modificatoria 27.191 y su Decreto reglamentario 531/16⁹⁰, a fin de generar un aumento paulatino de los porcentajes y diversificación de tecnologías en la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada en plazos cortos, la reducción de los costos de generación, la previsibilidad de precios en el mediano plazo y la contribución a la mitigación del cambio climático.

⁸⁹ Artículo 1

⁹⁰ BO: 31/03/2016



Se consultó al auditado⁹¹ respecto de las bases para la definición de las metas previstas en la Ley 27.191, de los objetivos específicos y si se establecieron indicadores de medición en el marco del Programa.

El auditado respondió⁹², que los objetivos del programa siguen las pautas establecidas por la Ley 27.191, sin mencionar objetivos específicos. Con relación a los indicadores expresó que no disponía de la información solicitada.

Durante las tareas de campo, la Auditoría tuvo acceso a los expedientes administrativos donde tramitaron las rondas licitatorias y a dos (2) informes remitidos por la Subsecretaría de Energías Renovables a la Secretaría de Energía del Ex Ministerio de Energía y Minería.

Los expedientes administrativos relevados, no contienen información vinculada con definición de objetivos, metas e indicadores para ninguna de las rondas licitatorias.

Aunque en cada ronda se licitó una cantidad específica de potencia a instalar, no se encontraron fundamentos explícitos que den cuenta de la necesidad de la cantidad licitada, así como tampoco de las expectativas vinculadas con la evolución de precios en el sector.

Evidencia de la debilidad en la planificación apuntada, es la circunstancia del llamado a licitación en la ronda 1.5, el cual se hizo sobre la base de las deficiencias observadas para la ronda 1. En efecto, para el llamado a licitación de la ronda 1.5 se tuvieron como referencia los precios de adjudicación en la ronda 1. A título de ejemplo, los precios promedio ponderados adjudicados por tecnología de la ronda 1, setomaron como precio máximo para las rondas 1.5 y subsiguientes.

La ausencia de objetivos específicos, metas e indicadores en la etapa de planificación del programa, sumado a la falta de fundamentación suficiente de las cantidades a licitar limitan medir su eficacia y efectividad y dan cuenta de un cierto grado de improvisación en su implementación.

⁹¹ Nota AG7 123/21

⁹² Nota NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC



A ello debe adicionarse la ausencia de evaluaciones de desempeño intermedias que permitan realizar ajustes oportunos.

4.2. Del análisis de los expedientes no surge una asignación fundamentada de la distribución de los recursos tecnológicos en el país, en el marco de los objetivos de diversificación y federalización de la matriz y su correlación con la capacidad de transporte necesaria para implementar el Programa.

La diversificación de la matriz energética es uno de los objetivos que promueve la Ley 27.191 (Artículo 12), en el desarrollo de producción de energía a través de fuentes renovables no convencionales. El Renovar buscó, a través de sus distintas rondas licitatorias, instalar proyectos de generación eléctrica a partir de 6 tecnologías: eólica, solar fotovoltaica, biogás, biogás de relleno sanitario, biomasa y pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.

Se solicitó⁹³ a la Autoridad de Aplicación la remisión de los estudios realizados durante la planificación del Programa sobre el análisis del potencial y disponibilidad de recursos renovables del país. En respuesta, el auditado expresó⁹⁴: *“No se dispone de la documentación solicitada, si bien se entiende que antes del diseño de las rondas del programa Renovar se realizaron estudios de recursos por tecnología, así como el potencial regional”*.

En las distintas rondas los parámetros para la distribución de la oferta de potencia a lo largo del territorio nacional y para la inyección de la energía generada, no fueron uniformes por carencia de objetivos preestablecidos.

- La Ronda 1 detalló los PDI (y su potencia máxima establecida para la convocatoria) limitando la potencia a adjudicar por tecnología.
- La Ronda 1.5, a fin de adjudicar la potencia licitada, limitó los cupos no sólo por tecnología, sino por regiones.

⁹³ Nota 75/22 - AG7

⁹⁴ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



- La Ronda 2 también definió regiones, pero diferentes a la ronda anterior, y únicamente para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica; mientras que las restantes licitadas sólo vieron limitada su potencia por el tipo de tecnología.
- Por último, la Ronda 3 dispuso una nueva segmentación de regiones.

De igual forma, para la situación de la capacidad de transporte, se preguntó⁹⁵ si se contempló el estado de la red de transporte, y cómo se consideraron las obras requeridas para la federalización y diversificación geográfica de la matriz energética.

Si bien la Autoridad de Aplicación reconoció la necesidad, en términos económicos y para asegurar la continuidad en el suministro, de diversificar la matriz energética con la incorporación de las energías renovables, declaró⁹⁶ no disponer de estudios, informes o cualquier documentación elaborada en la etapa de planificación que den sustento a los puntos de interconexión en la capacidad de transporte prevista a comprometer en cada licitación y las obras requeridas.

El estado de saturación de la red de transporte eléctrico, representaba al momento de la planificación del Renovar, un riesgo potencial tanto para el aprovechamiento de las regiones con mejores recursos renovables, así como para el sostenimiento y desarrollo de las tecnologías de generación eléctrica renovable.

Se pudo observar la aplicación de distintos mecanismos en las sucesivas rondas (el cambio en la composición de las regiones, la potencia licitada en la ronda 3 que debió ser para la red de media tensión, factores específicos para determinadas tecnologías, cláusula de “take or pay”), pero no se pudo comprobar su eficiencia en cuanto a diversificación y federalización debido a la carencia de los fundamentos que dieron lugar a la planificación de la distribución de potencia a instalar en los distintos PBC.

⁹⁵ Nota 75/22 – AG7

⁹⁶ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



En hallazgos siguientes (4.9.1 y 4.9.2.) se analizan los problemas para instalar potencia comprometida.

4.3. No pudo verificarse la relación entre los precios máximos de adjudicación con los costos de inversión y rentabilidad de las empresas participantes.

El precio máximo de adjudicación para las rondas constituye un elemento fundamental de planificación de la política pública. Con relación a este punto, la auditoría preguntó a la SE si se habían considerado precios objetivos o escenarios de precios para la energía renovable a licitar y solicitó la estructura de costos de los proyectos por tecnología y ronda. También preguntó si se habían realizado estudios de precios comparativos sobre procesos licitatorios similares de mercados eléctricos comparables⁹⁷. La SE respondió que no disponía de la información solicitada⁹⁸.

En los expedientes administrativos de las rondas 1, 1.5, 2 y 3 surgen agregados los informes técnicos de precios máximos para cada ronda, de donde no se advierte sustento técnico para cuestiones tales como la TIR de los proyectos, la sensibilización del CAPEX y/o el costo del financiamiento; para justificar los modelos aplicados a cada ronda que, en definitiva, son los que determinan los precios máximos.

En el informe técnico IF-2017-17393239-APN-DNER#MEM de la DNER, si bien en relación con los beneficios fiscales otorgados, surge textual que *“actualmente, en atención al incipiente desarrollo del sector, se verifica la falta de estadísticas precisas en la Argentina asociadas al desarrollo de proyectos de generación de energía provenientes de fuentes renovables, y como consecuencia se posee incertidumbre respecto de los costos reales de inversión que tendrían los proyectos adjudicados durante 2016”*.

No debe dejar de mencionarse que el Programa Renovar no es el primero que lleva adelante la SE con el propósito de aumentar la matriz energética a partir de recursos renovables. En efecto, antes del Renovar existió el GENREN (Generación

⁹⁷ Nota AG7 75/22

⁹⁸ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



Renovable), con la participación de ENARSA. Asimismo, desde el año 1999, la SE lleva adelante el Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER),

Lo expuesto constituye evidencia suficiente de la desvinculación entre los conceptos de determinación de precio máximo, costos de inversión y rentabilidad de las empresas participantes.

A mayor abundamiento, la UAI de la SE a través del Informe 16/18 vinculado con las rondas 1, 1.5 y 2 expresó que *“no consta que exista un control de las inversiones según lo requiere la normativa”*. Se volverá sobre el tema en hallazgos siguientes.

4.4. La Autoridad de Aplicación no fundamentó la elección de los beneficios fiscales incorporados al Programa y no definió plazos para su proceso de otorgamiento, lo cual dificultó su implementación.

Si bien el régimen de fomento establece un total de 9 beneficios fiscales⁹⁹, el Programa incorporó 4: i) Amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias, ii) Devolución anticipada del IVA, iii) Certificado Fiscal y iv) Exención de los derechos de Importación.

Se consultó a la SE¹⁰⁰ lo siguiente: i) implementación de los beneficios contemplados en el régimen de fomento y no incorporados; ii) bases de determinación y criterios para la incorporación de los beneficios fiscales implementados y iii) estimación del impacto de los beneficios en las ofertas.

El auditado respondió¹⁰¹ que ciertos beneficios no fueron implementados y que la Ley 27.191 contempló los beneficios establecidos por la ley 26.190 que a su vez se remitía a los beneficios de la ley 25.019. Con relación al impacto de los beneficios en las ofertas, respondió que *se tuvo en cuenta para el otorgamiento de los beneficios la determinación de cupos, por los cuales se estableció una relación entre*

⁹⁹ El régimen de fomento, conformado por las leyes 26.190, su modificatoria 27.191 y el Decreto reglamentario N° 531/16 establecen los siguientes beneficios: 1) Devolución anticipada de IVA; 2) Amortización acelerada de Impuesto a las Ganancias; 3) Compensación de quebrantos con ganancias; 4) Impuesto a la ganancia mínima presunta; 5) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero; 6) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades; 7) Certificado fiscal, 8) Línea de crédito especial de corto plazo del BNA y 9) Derecho de importación.

¹⁰⁰ Notas 75/22 y 102/22, ambas AG7

¹⁰¹ Notas NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC y NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC



el valor de referencia de inversiones y el cupo máximo de beneficios fiscales por ronda, no superando los beneficios fiscales otorgados por ronda el 50% del valor de referencia de las inversiones”.

La UAI en su informe N° 16/18 vinculado con las rondas 1, 1.5 y 2 expresó que no había constancia de control de las inversiones conforme lo requiere la normativa, lo cual evidencia una imposibilidad de comprobación real de la relación entre el porcentaje de los BBFF con las inversiones reales realizadas.

Del análisis de la documentación remitida por el auditado, no pudo constatar el fundamento de la definición del 50% del valor de referencia aludido por la SE en su respuesta. De hecho, se corroboró del estudio de los PBC que, por ejemplo, para las rondas 1 y 1.5., el cupo máximo de BBFF para la tecnología eólica se estipuló en un 60% del valor de referencia de las inversiones (Ver cuadro AP)

Con relación a la falta de determinación de plazos, se verificó lo siguiente:

1) El Programa se inició el 18/05/16 con el llamado a licitación de la Ronda 1 y previó, entre los beneficios fiscales a aplicar, un Certificado Fiscal por componente nacional incorporado en los bienes electromecánicos de la central de generación. Si bien la reglamentación para determinar el componente nacional efectivamente integrado a un proyecto de inversión a los efectos del otorgamiento del Certificado Fiscal, se dictó en Julio del 2016, a través de la Resolución Conjunta 123/16 del ex MINEM y 313/16 del ex Ministerio de Producción, modificada por Resolución Conjunta 1/17 de ambos Ministerios, el procedimiento específico del Certificado Fiscal se dictó el 16/08/19, a través de la Resolución ex SGE 479/19, complementada luego por Resolución Conjunta ex SGE-AFIP 4618/19¹⁰², quedando este procedimiento sujeto a la discrecionalidad de la administración durante más de 2 años.

2) Del análisis de los procedimientos¹⁰³ para el PEE y autorización de los beneficios fiscales del Programa, se detectó la falta de reglamentación de plazos, para que la DNGE se expida, en las siguientes etapas:

¹⁰² BO: 29/10/19

¹⁰³ Resolución ex MINEM 72/16; Resolución General AFIP 4101/17; Disposición SSER 57/17; Disposición SSER 68/17; Manual instructivo de devolución anticipada de IVA.



a) Principio Efectivo de Ejecución (PEE): La Disposición SSER 57/2017 a los fines de acreditar el PEE, solo concede un plazo para que el INTI emita su informe (45 días corridos) pero no establece un plazo para que la DNER resuelva dicha intervención¹⁰⁴. Lo mismo sucede una vez recibido el informe del INTI, para la elaboración del informe técnico y el envío de las actuaciones al área jurídica del Ministerio.

b) Controles y Autorización: La Disposición SSER 68/17 no estipuló plazos para que la DNGE (ex DNER) controle y apruebe¹⁰⁵ los comprobantes presentados por los beneficiarios de certificados de inclusión (lotes) para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias.

El “Manual instructivo de devolución anticipada de IVA¹⁰⁶”, por su parte, tampoco contempló plazos para que la Autoridad de Aplicación efectúe el control y aprobación de los lotes generados y enviados por los beneficiarios. Del análisis de la información remitida por la DNGE¹⁰⁷ se identificó que el plazo transcurrido entre la generación del lote para el beneficio de devolución anticipada del IVA, y su autorización varía entre 0 días¹⁰⁸ y 406 días¹⁰⁹.

Esta situación trae aparejadas asimetrías entre los distintos beneficiarios, e imprevisibilidad en el proceso de aplicación de los beneficios promocionales establecidos, limita el acceso a la vía de reclamos en los casos en donde los beneficiarios consideren que los plazos insumidos por la DNGE para su actuación resulten excesivos o no los consideren razonables y/o en caso de silencio de la Administración, sin perjuicio de la normativa general establecida en la Ley de Procedimiento Administrativo.

¹⁰⁴ Art. 6

¹⁰⁵ Los Estados que la Subsecretaría puede asignar a los comprobantes controlados son: Aprobación, aprobación parcial o rechazo.

¹⁰⁶ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

¹⁰⁷ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

¹⁰⁸ R20PAH712 LOTE 8061; R15SFV15 LOTE 5101; R10SFV38 LOTE 8041.

¹⁰⁹ R15SFV049 LOTE 4144.



4.5. La Resolución ex MINEM 202/16 permitió la aplicación de los beneficios del Renovar ronda 1 a empresas adjudicatarias de programas previos, sin participar del procedimiento licitatorio. En consecuencia, se generaron situaciones inequitativas con los participantes del Renovar ronda 1 y de las rondas siguientes.

La Resolución ex MINEM 202/16, solo aplicable a proyectos vinculados con tecnología eólica, dispuso que los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía de origen eólico celebrados en el marco de la Resolución SE 712/09 (GENREN), respecto de las cuales no se hubieran suscripto las adendas a los contratos firmados entre CAMMESA y ENARSA, podrían acogerse al régimen de fomento mediante las condiciones allí establecidas.

Las adendas a las que refiere el artículo eran las que debían firmarse para adaptar los contratos de abastecimiento al nuevo esquema contractual desarrollado en el marco de la Resolución SE 712/09 como consecuencia de la suspensión provisoria, a partir del 26 de enero de 2016, de la habilitación para la realización de nuevos contratos en el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables establecida en el artículo 1º de la resolución citada¹¹⁰.

En caso de que los titulares de los proyectos relacionados con los contratos comprendidos que hubieren solicitado o tengan derecho a solicitar los beneficios fiscales previstos en la ley 26.190, que se encuentren pendientes de aplicación, podrían solicitarlos bajo las modalidades allí establecidas.

Para acogerse a los beneficios del régimen de fomento del Renovar, debían cumplirse alguna de las siguientes condiciones: i) Que requieran para su vinculación al SADI obras de transmisión en 500 KV y no hubieran iniciado la ejecución de las obras correspondientes o ii) Acrediten haber comenzado la etapa de construcción, a

¹¹⁰ Artículo 1º: Habilitase la realización de contratos de abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) en su calidad de Agente del Mercado que, a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MEM



través de una auditoría del INTI a costa del titular del proyecto, a la fecha de la publicación de la resolución, con independencia del nivel de tensión (artículo 4º).

Luego, el artículo 6º, última parte, estableció que los contratos se ajustarían a las condiciones definidas en el artículo 9º de la Resolución ex MINEM 71/16 (Renovar, ronda 1), aunque para el precio se dispuso su cálculo a partir de la fórmula compuesta establecida en el artículo 7º, explicada en las aclaraciones previas.

4.5.1. Las empresas autorizadas a suscribir contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16 obtuvieron precios superiores a los establecidos para las empresas adjudicatarias del Renovar ronda 1.

Para las empresas que ingresaran al programa en el marco del artículo 4º, el precio a pagar por la energía generada, en dólares por megavatio hora (U\$/MWh) surge de la siguiente ecuación: $P = 1/3 \cdot 85 + 2/3 \cdot PMA$, cuyos términos fueron explicados en las Aclaraciones Previas.

Según el informe IF-2022-128355012-APN-SE#MEC agregado al expediente, el fundamento de los términos que conforman la fórmula es el siguiente:

1) El reajuste del precio de las adendas con una ponderación de 1/3 equivalente a U\$ 25/MWh a la baja: representa los cambios en el contexto contractual y técnico económico desde el momento de las firmas de las adendas, a saber: i) Mayor duración del contrato (20 años vs. 15 años); ii) Factor de incentivo y factor de ajuste del programa Renovar ronda 1, considerando que la adenda contempla un precio fijo promedio durante toda la duración del contrato y iii) Reducción de costos de capital (8.5% vs. 12%).

Explica el informe que el mismo proyecto, con los dos juegos de condiciones y una reducción del precio de U\$ 25/MWh (U\$110 MWh¹¹¹ vs. U\$ 85MWh) obtiene rentabilidades similares con una reducción del precio de energía eléctrica suministrada que beneficia al sistema eléctrico en general y a los usuarios en particular.

¹¹¹ El precio promedio de la energía establecido en las adendas era de U\$110 MWh.



2) El segundo término representa el entorno de precios actuales derivados del mercado, al surgir de los sobres económicos del Renovar, ronda 1. El mismo, al tener mayor relevancia tiene una ponderación mayor, de 2/3.

El precio a pagar por la energía generada, en dólares por megavatio hora (U\$S/MWh) surge entonces de sumar 1/3 de 85+ 2/3 del precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico adjudicadas en Renovar ronda 1 para los corredores Patagonia y Comahue, con un valor mínimo de US\$65/MWh.

De dicha fórmula surge que, aplicando el mínimo de U\$S 65 MWh previsto, el precio por MWh sería de U\$S 71,63.

Por Resolución ex MINEM 168/17 del 31/05/17, se autorizó la celebración de los contratos de abastecimiento MEM en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16, a las siguientes empresas con CAMMESA con precios de 72.33 U\$S/MWh y 76.23 U\$S/MWh¹¹², es decir, superiores a los calculados de manera teórica por la Auditoría.

Cuadro 17: Empresas incorporadas a partir de la Resolución ex MINEM 202/16¹¹³

Empresa	Proyecto	Ubicación	Potencia (MW)	Precio (U\$S/MWh)
EÓLICA KOLUEL KAYKE SA	Parque Eólico Koluel Kayke II	Puerto Deseado (Santa Cruz)	25	72.33
CENTRAL EÓLICA PAMPA DE MALASPINA SA	Parque Eólico Malaspina I	Malaspina (Chubut)	50	72.33
GENNEIA SA	Parque Eólico Madryn I	Puerto Madryn (Chubut)	70	76.23
	Parque Eólico Madryn II	Puerto Madryn (Chubut)	150	76.23
PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I SA	Parque Eólico Loma Blanca I	Trelew (Chubut)	50	76.23
PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II SA	Parque Eólico Loma Blanca II	Trelew (Chubut)	50	76.23
PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III SA	Parque Eólico Loma Blanca III	Trelew (Chubut)	50	76.23

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la Resolución ex MINEM 168/17.

¹¹² En este caso, el precio incluye un total de 3.90 U\$S/MWh correspondiente al componente de interconexión que se adiciona al de generación, puesto que los contratos originales provenientes de la Resolución SE 712/09 incluían dicho costo.

¹¹³ La empresa GENNEIA SA, resultó autorizada a suscribir contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16, por los parques eólicos Puerto Madryn I y II, por un precio de 76.23 U\$S/MWh. Luego, al participar en las sucesivas rondas del Renovar, ofreció y resultó adjudicatario por los siguientes precios: 1) Ronda 1, parques eólicos Villalonga y Chubut Norte, 54.96 U\$S/MWh y 66 U\$S/MWh, respectivamente; 2) Ronda 1.5., Parque Eólico Pomona I, 54.88 U\$S/MWh; 3) Ronda 2, Chubut Norte 3 y 4, 38.90 U\$S/MWh.

Las empresas ISOLUX CORSAN SA, y sus subsidiarias ISOLUX CORSÁN ENERGÍAS RENOVABLES SA, PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I SA, PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II SA y PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III SA, resultaron autorizadas a suscribir contratos en el marco de dicha resolución por un precio de 76.23 U\$S/MWh por los proyectos Parque Eólica Loma Blanca I, de titularidad de PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I SA, por cesión de ISOLUX CORSAN ENERGÍAS RENOVABLES SA; Parque Eólico Loma Blanca II, de titularidad de PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II SA ; y Parque Eólico Loma Blanca III, de PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III SA, por cesión de ISOLUX CORSAN ENERGÍAS RENOVABLES SA. Luego, la empresa ISOLUX INGENIERÍA SA, participó y resultó adjudicatario en la ronda 1.5. del Renovar del Parque Eólico Loma Blanca 6, en Chubut, por un precio ofrecido y adjudicado de 53.53 U\$S/MWh.



Ahora bien, el precio máximo adjudicado de la ronda 1 de Renovar fue de 67,19 U\$S/MWh. En las rondas 1.5. y 2 el precio siguió a la baja, en 54 U\$S/MWh y 41 U\$S/ MWh respectivamente.

Es decir, se presentó una situación inequitativa entre las empresas que compitieron en la ronda 1 del Renovar y aquellas que se incorporaron a sus regulaciones a través de la Resolución ex MINEM 202/16.

Efectivamente, no variando sustancialmente las condiciones de participación empresaria entre ambas resoluciones, ya que los costos de producción de la energía son similares, por su contemporaneidad y mayormente por ubicación, para las empresas que se incorporaron al Renovar por la Resolución ex MINEM 202/16 que para aquellas que participaron en la ronda 1, las empresas que ingresaron con posteridad a la ronda 1 del Renovar, sin competir en la licitación, obtuvieron precios superiores.

No se desconoce que el Estado Nacional debió encontrar una solución para aquellas situaciones que se generaron a partir de la derogación de las resoluciones SE 712/09 y 108/11, pero lo cierto es que el fundamento de dicha decisión, según surge de los considerandos de la Resolución ex MINEM 202/16, tiene relación con distintas situaciones fácticas en que se encontraban los contratos que la propia SE debía controlar, por ejemplo, falta de inicio de ejecución de las obras (artículo 4 inciso 1) o inicio de ejecución sin finalización (artículo 4º inciso 2).

La inequidad señalada fue acentuándose con las rondas siguientes, toda vez que la diferencia de precio por MWh entre la ronda 1 y la ronda 2 es de casi U\$S32MWh.

En el cuadro siguiente se muestra, por empresa y por instalación, la excedencia entre la ronda 1 y la Resolución ex MINEM 202/16 con relación al precio máximo adjudicado y a la potencia, considerando un precio de generación de 72.33 U\$S/MWh. De allí surge que la excedencia total, si se consideran los 20 años de duración del contrato es de U\$S 400.734.960, lo cual aumentaría de manera significativa si dicha comparación se hiciera entre los precios de generación de la



Resolución ex MINEM 202/16 y los precios del Renovar rondas 1.5 y 2 que fueron inferiores a los de la ronda 1, como se señaló.

Cuadro 18: Excedencias precio de generación Resolución ex MINEM 202/16 y Renovar ronda 1

	Parque eólico Loma Blanca SA			Genneia SA		C E Pampa de Malaspina SA	P E Kaluel Kayke II
	Loma Blanca I	Loma Blanca II	Loma Blanca III	P E Madryn I	P E Madryn II	P E Malaspina I	P E Puerto Deseado
Precio Máx. Ronda I U\$S/MWh	67,19	67,19	67,19	67,19	67,19	67,19	67,19
Precio Res. 202/16 U\$S/MWh	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33
Excedencia Precio U\$S/MWh	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
Potencia MW	50	50	50	70	150	50	25
Excedencia Proyecto U\$S/hora	257,00	257,00	257,00	359,80	771,00	257,00	128,50
Hora año	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Excedencia Proyecto U\$S/año	2.251.320,00	2.251.320,00	2.251.320,00	3.151.848,00	6.753.960,00	2.251.320,00	1.125.660,00
Años Contrato	20	20	20	20	20	20	20
Excedencia Contrato U\$S	45.026.400,00	45.026.400,00	45.026.400,00	63.036.960,00	135.079.200,00	45.026.400,00	22.513.200,00

Fuente: Elaboración propia

4.5.2. La ausencia de procedimiento licitatorio en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16 impidió la evaluación de los requisitos de patrimonio mínimo realizado al evaluar las ofertas en las rondas del Renovar.

El Renovar previó entre las condiciones para resultar adjudicatario, ciertas exigencias en torno al patrimonio neto mínimo de las empresas oferentes.

En efecto, el punto 12.3.1 del PBC estableció que el oferente debía acreditar un patrimonio neto mínimo de U\$S 250.000 por cada MW de potencia ofertada y dispuso que en el caso de que el oferente esté integrado por 2 o más personas, al menos una de ellas debía acreditar cumplir con dicho requerimiento financiero (socio estratégico financiero).

La Resolución ex MINEM 202/16, dado que habilitó la suscripción de contratos sin concurrencia, se limitó a exigir la garantía de cumplimiento contractual.

4.6. Falta de conocimiento de la Autoridad de Aplicación u omisión de informara esta Auditoría, respecto de operaciones de cesión y/o transferencias accionarias, de algunas de las empresas autorizadas a firmar contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16, mencionadas en el hallazgo anterior.



Durante las tareas de campo, se consultó a la Autoridad de Aplicación si se verificaron cesiones de proyectos y/o de centrales en el marco del Renovar y el detalle y adjunción de documentación respaldatoria, en caso afirmativo¹¹⁴.

No obstante, a partir del análisis de los dictámenes y resoluciones emitidos por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia y la Secretaría de Comercio del ex Ministerio de la Producción, se constataron las siguientes situaciones:

1) Las empresas PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I, PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II y PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III, que ingresaron al Programa a través de la Resolución ex MINEM 202/16, fueron vendidas por el Grupo ISOLUX, conformado por el Grupo ISOLUX CORSAN SA, ISOLUX INGENIERÍA SA E ISOLUX INGENIERÍA ARGENTINA SA, a la empresa SIDSEL SA, conformada por USIR SA, SIDECO AMERICANA SA (controlada por SOCMA AMERICANA SA) y SELENA PARTNERS SA, con fecha 25/01/17¹¹⁷, es decir, con posterioridad al dictado de la resolución mencionada, pero antes de la autorización de celebración de los contratos respectivos.

Luego, la sociedad SIDSEL SA transfirió el 100% del paquete accionario del PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I a la firma GOLDWIND INTERNATIONAL HOLDINGS LIMITED y GOLDWIND INTERNATIONAL JANSHNA LIMITED, el 24/05/17¹¹⁸. Como se dijo en el punto precedente, el PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I, ingresó al Programa a través de la Resolución ex MINEM 202/16.

¹¹⁴ Nota 123/21 AG7, reiterada por Nota 102/22 AG7.

¹¹⁵ NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC

¹¹⁶ NO- 2023-12531694-APN-DNGE#MEC

¹¹⁷ Según surge del Dictamen 75 del 27/03/17 de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, consultado el día 15/02/23 en <http://cndc.produccion.gob.ar/node/2414>

¹¹⁸ Nota de fecha 16/03/18 entregada por el auditado.



2) GENNEIA SA compró a SIDELI SA, las acciones y derechos de la firma ISOLUX CORSAN ENERGÍAS RENOVABLES SA, sobre la construcción y explotación del PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA IV SA, localizado en Trelew, Provincia de Chubut¹¹⁹. La operación tuvo lugar el 29/08/17. Este parque se encontraba produciendo energía renovable desde el programa GENREN, resultando aplicable las condiciones contractuales originales según Resolución ex MINEM 202/16 (artículo 3º)

Si bien los contratos establecen que la parte vendedora debe notificar a CAMMESA las operaciones vinculadas con cesiones, gravámenes y/o transferencias de derechos y obligaciones en el marco de los contratos, lo cierto es que el desconocimiento de estas situaciones por parte de la Autoridad de Aplicación impide no solo el ejercicio efectivo y eficiente de su función de control y sanción, sino también, tomar medidas en casos de incumplimientos a la Ley de Ética Pública y normas complementarias.

Debe mencionarse, además, que el ex MINEM, en su carácter de Autoridad de Aplicación del FODER, no podía desconocer de las situaciones societarias de los beneficiarios del fideicomiso.

Los elementos que conforman el Renovar constituyen un engranaje complejo donde la Autoridad de Aplicación tuvo a su cargo la elaboración de los PBC, los modelos de contrato donde se asignaron derechos y obligaciones a los participantes, así como el dictado de la normativa complementaria y concordante correspondiente.

La Auditoría no desconoce el carácter privado de los contratos firmados entre las empresas adjudicatarias y CAMMESA, pero la finalidad por la cual se implementó el Programa tiene carácter eminentemente público y, en dicha inteligencia, dejar el control vinculado con la cesión de acciones exclusivamente a CAMMESA implicó un riesgo de afectación a los principios de transparencia, igualdad y concurrencia, prioritarios en las licitaciones públicas.

¹¹⁹ Según surge del Dictamen del 02/03/18 de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, consultado el día 15/02/23 en <http://cndc.produccion.gob.ar/node/2414>.



En su caso, la falta de conocimiento de la Autoridad de Aplicación de las operaciones comerciales realizadas por las empresas, pudo alterar y relajar el circuito de controles establecido, sin perjuicio de las notificaciones que, según surge de la documentación analizada, realiza la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.

La situación da cuenta, además, de una falta de coordinación entre las funciones de la Autoridad de Aplicación y CAMMESA, en su carácter gestor del Programa.

4.7. En el marco del Renovar, se verificaron situaciones de enajenación accionaria no conocidas y/o no informadas por la Autoridad de Aplicación.

En idéntico sentido a lo descrito en el hallazgo precedente, se constataron las siguientes situaciones de enajenación accionaria no conocidas o no informadas por la Autoridad de Aplicación a esta Auditoría, en el marco del Renovar.

1) SIDECO AMERICANA SA compró los bienes y derechos relativos a un futuro proyecto de parque eólico a la firma WPA SA, que serían transferidos a favor de una firma controlada por la compradora denominada PARQUES EÓLICOS MIRAMAR SA en Provincia de Buenos Aires, finalmente adjudicataria de la ronda 1.5. La operación tuvo lugar el día 19/05/16¹²⁰, un día después de la publicación en el BO de la convocatoria a la ronda 1 del Renovar (18/05/16).

2) GENNEIA SA. compró a las firmas 360 ENERGY SA. y ENERGIAS SUSTENTABLES SA. las acciones y derechos de las firmas ULLUM SOLAR 1 SA, ULLUM SOLAR 2 SA y ULLUM SOLAR 3 SA, en San Juan, adjudicatarios de la ronda 1.5. con fecha 09/04/18¹²¹.

3) PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA SA y PETROMIX SA compraron la totalidad de las acciones emitidas y en circulación del PARQUE EOLICO DEL BICENTENARIO SA, de propiedad de las firmas ABO WIND ENERGÍAS

¹²⁰ Según opinión consultiva 249 de fecha 16/11/17, de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, recaída en el expediente S01:0224070/2106.

¹²¹ Según surge del Dictamen del 18/08/18 de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, consultado el día 15/02/23 en <http://cndc.produccion.gob.ar/node/2518>.



RENOVABLES SA. y ABO WIND AG., adjudicataria de la ronda 1.5. El cierre de la transacción y transferencia de acciones tuvo lugar el 08/08/16¹²².

4.8. El esquema de distribución de riesgos del Programa se inclinó de manera favorable hacia las empresas. El Estado Nacional, incluso, se constituyó en garante de obligaciones de terceros comprometiendo de manera contingente sus propios recursos mediante la asunción de compromisos con organismos internacionales.

Las empresas que participaron en las rondas licitatorias destinadas a incrementar la matriz de generación eléctrica a partir de fuentes renovables contaron con los siguientes beneficios, a saber: 1) Beneficios Fiscales; 2) Precio en dólares estadounidenses, con factor de incentivo y de ajuste en la misma moneda; 3) Prioridad en el pago y en el despacho de energía; 4) Esquema de garantías en el marco del FODER con aval del Banco Mundial; 5) Opción de venta de la central ante incumplimientos de CAMMESA o ante la verificación de ciertos hechos; 6) Cláusula take or pay en la ronda 2.

Adicionalmente, una vez vencido el plazo contractual, y ejecutado el mismo, no existen obstáculos para la permanencia en el país de la empresa como agente en el mercado.

Esta Auditoría solicitó al auditado¹²³ que informe y remita documentación de respaldo con relación a los siguientes puntos: a) Tipología de contrato seleccionado para llevar adelante el programa; b) Esquema de pago; c) Ingresos para afrontar pagos futuros y d) Esquema de garantías decidido (FODER, Letras del Tesoro, Banco Mundial).

La DNGE contestó¹²⁴ que el modelo de contratos de abastecimiento a ser suscriptos entre CAMMESA (comprador) y las empresas adjudicatarias (vendedor) fue previsto en las resoluciones por las cuales se realizaron las convocatorias, aunque no

¹²² Según surge del Dictamen del 26/05/17 de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, consultado el día 3/05/23 <http://cndc.produccion.gob.ar/node/2138>.

¹²³ Nota 102/22 AG7

¹²⁴ NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC



dio fundamentos respecto de la elección tipología contractual y del esquema de pago allí previsto. Tampoco se expidió con relación a los ingresos para afrontar pagos futuros.

Respecto del esquema de garantías, la DNGE explicó la finalidad del FODER en la dinámica del Programa como instrumento para el financiamiento de proyectos renovables mediante la mitigación de riesgos clave del sector público. Según lo expresado, los primeros instrumentos del FODER fueron garantías para cubrir pagos de los contratos en curso (apoyo de liquidez) y obligaciones de pago por ventas de proyecto. Informó que el 09/08/17 se suscribió el acuerdo de indemnidad entre el BIRF y la República Argentina y posteriormente el Acuerdo de Garantía entre el BIRF y el BICE como fiduciario del FODER y que, adicionalmente, se diseñó una garantía del Banco Mundial que agregó una nueva alternativa al esquema garantizado y que ayudó a mejorar la confianza de las instituciones financieras y, en consecuencia, el financiamiento.

El auditado también puso en conocimiento respecto de la emisión de la Letras para respaldar la venta de los proyectos adjudicados, a ser utilizados como garantía del pago del precio de venta de la central de generación, adquirida conforme los artículos 3° y 4° del Decreto 882/16.

El precio por MWh que CAMMESA paga al vendedor es el resultado del producto de dicho precio en el período de abastecimiento multiplicado por un factor de incentivo, anual, decreciente que inicia en 1.20 y culmina en 0.80, con un promedio de 1 durante la vigencia del contrato.

Según surge del informe del 15/07/16 de la SSER agregado al expediente EXP-S01:0196327/2016 suministrado por el auditado, los fundamentos técnicos que dan cuenta de la conveniencia de aplicar dicho factor son los siguientes: 1) Estimular la pronta instalación de las centrales; 2) Aumentar el valor del proyecto, mejorando el flujo de fondos y permitiendo cotizar a un precio más bajo y 3) Mejorar el perfil financiero de los proyectos, a partir de mayor rentabilidad y condiciones de financiamiento.



Asimismo, la Autoridad de Aplicación previó un ajuste sobre el precio nominal con el fin de mantener los valores en términos reales durante los 20 años de vigencia del PPA, a partir del análisis de estimadores de las expectativas de inflación de los Estados Unidos¹²⁵ ya que, si bien el precio ofertado se encuentra fijado en dólares estadounidenses, los pagos se realizan en pesos argentinos. Se sugirió, para la ronda 1 un factor de ajuste equivalente a una tasa de incremento anual acumulativa de aproximadamente 1.7%, lo cual resultaría en un ajuste acumulado de 40% en 20 años.

Por su parte, la cláusula take or pay implementada en la ronda 2, ante la saturación de las líneas de transporte, implica que quien toma el riesgo por la nueva capacidad de transporte para la energía contratada es CAMMESA, ya que, aun no habiéndose concluido las obras de transporte necesarias, debe pagar la energía comprometida.

No es desconocido por esta Auditoría que las herramientas mencionadas fueron diseñadas para brindar mayor certeza y seguridad a las inversiones en materia de energías renovables, frente a la necesidad de cumplir las metas porcentuales establecidas en las leyes de fomento, pero lo cierto es que la distribución de las cargas contractuales resulta desproporcionada si se consideran la totalidad de los beneficios mencionados.

4.9. El 37% de la potencia adjudicada por el programa no logró instalarse reduciendo el beneficio esperado y desacelerando la expansión de la generación renovable.

De acuerdo con lo informado por el auditado, el sistema de cuotas de energía mediante porcentajes establecido por la Ley 27.191 requería que todos los proyectos adjudicados pudieran entregar la energía prevista en los tiempos comprometidos en los respectivos contratos de abastecimiento.

De los procedimientos efectuados se constató que, si bien los proyectos adjudicados en las sucesivas rondas licitatorias suman una potencia de 4.748 MW,

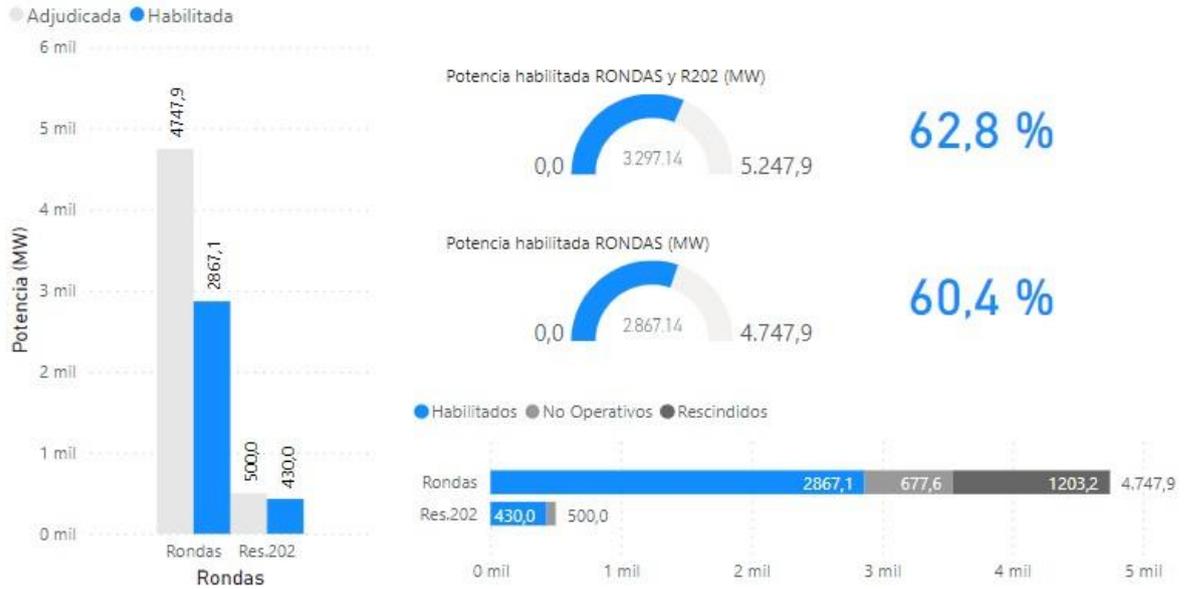
¹²⁵ Según surge del informe del 15/07/16 de la SSER se analizó la diferencia entre los rendimientos de bonos indexados por inflación según el índice de precios al consumidor de Estados Unidos y los bonos que no se ajustan por inflación y el indicador de inflación esperada de la Reserva Federal de Cleveland.



los que lograron alcanzar la habilitación comercial instalaron una potencia de 2.867 MW¹²⁶.

Si se adiciona la potencia incorporada a partir de los proyectos que ingresaron bajo el régimen de la Resolución ex MINEM 202/16, la potencia adjudicada e instalada ascienden a 5.250MW y a 3.300MW, respectivamente.

Gráfico 2: Potencia adjudicada vs. potencia habilitada



Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por el auditado y normativa.

Transcurridos 5 años del inicio del Renovar, se observa que la potencia instalada respecto a la adjudicada en las distintas rondas alcanzó una potencia cercana al 60%, y al 63% incluyendo lo incorporado por la Resolución ex MINEM 202/16.

4.9.1. Las sucesivas rondas del Renovar sufrieron dificultades para instalar potencia renovable adjudicada en el MEM, disminuyendo la eficacia del programa.

Como se mencionó previamente, el régimen licitatorio implementado estuvo compuesto por cuatro rondas consecutivas que licitaron potencia a ser instalada en el

¹²⁶ Se incluye la totalidad de los proyectos habilitados informados por la SE.

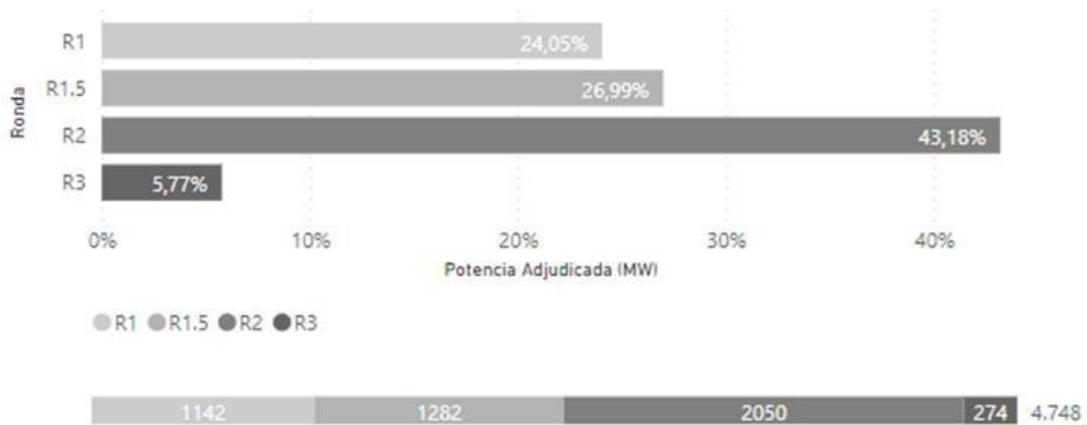


mercado eléctrico para generar energía renovable convencional. Se adjudicaron 191 proyectos con una potencia total de 4748 MW (100%).

En las primeras tres rondas, se observó un crecimiento de la potencia adjudicada: la ronda 1 adjudicó 1142 MW (24%) distribuida en 29 proyectos, la ronda 1.5, 1282 MW (27%) correspondientes a 30 proyectos; y la ronda 2 alcanzó la magnitud de 2050 MW (43%) con 88 proyectos.

La ronda 3 licitó 400 MW y adjudicó un total de 44 proyectos con los cuales sólo logró alcanzar 274 MW, menos del 70% de lo planeado, representando cerca del 6% del total. Por ende, el 94% de la potencia fue adjudicada en las rondas previas, observándose una fuerte desaceleración en el proceso de incorporación de potencia.

Gráfico 3: Potencia adjudicada



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado

Al analizar segmentadamente el desempeño del proceso se verificó que la eficacia de las rondas para instalar potencia de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC) disminuyó progresivamente, reduciendo el beneficio esperado y desacelerando la expansión de la generación renovable.

En el periodo auditado sólo 87 proyectos alcanzaron la habilitación comercial instalando un total de 2848 MW de potencia.

En términos absolutos, lo efectivamente instalado y operativo se conforma de la siguiente manera:



- a) 1014 MW distribuidos en 25 proyectos para la Ronda 1;
- b) 909 MW correspondientes a 21 proyectos para la Ronda 1.5,
- c) 924 MW en 40 proyectos para la Ronda 2, y
- d) 5 MW para 1 proyecto de la Ronda 3.

Si bien en las primeras tres rondas aumentó la potencia adjudicada, la potencia instalada y operativa, no lo hizo en igual medida.

Para comparar y mensurar la eficacia de las distintas rondas, se utilizó la ratio de potencia habilitada comercialmente sobre la potencia adjudicada. En el siguiente gráfico, se exponen los datos recabados y discriminados por ronda.

Gráfico 4: Comparación de la potencia adjudicada y habilitada por ronda



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado

El resultado del análisis permite concluir que en la ronda 1, el 89% de la potencia adjudicada logró obtener la habilitación comercial para operar y generar energía. Esa ratio disminuye al 71% para la ronda 1.5 y cae nuevamente en la ronda 2, alcanzando el 45,1% de eficacia.

La ronda 3 requiere un tratamiento diferencial respecto al resto, debido a diversos y sucesivos retrasos que la impactaron desde su génesis afectando todo el proceso. A la fecha de cierre de tareas de campo casi la totalidad de los proyectos adjudicados podían aún obtener la habilitación comercial, respecto de la fecha



estipulada con prórrogas, por lo que no puede determinarse su eficacia en relación a potencia instalada.

Los proyectos de todo el Renovar, en sus distintas etapas, sufrieron la alta volatilidad cambiaria observada entre mediados de 2018 y 2019 y, posteriormente, la emergencia sanitaria ocasionada por la pandemia COVID 19.

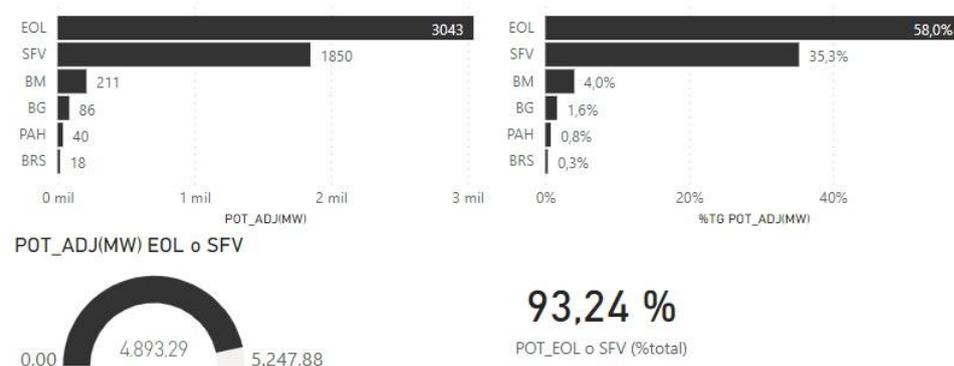
4.9.2. Se verificó menor eficacia en la instalación de potencia de tecnologías no competitivas, en comparación con las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.

En hallazgos vinculados con la planificación del programa, se detectó la ausencia de una asignación fundamentada en la distribución de los recursos tecnológicos en el país (diversificación y federalización) a fin de llevar a cabo los objetivos previstos en la ley de fomento.

A continuación, se exponen los resultados de la implementación de tales objetivos durante la ejecución del Renovar.

Se verificó que, del total de la potencia adjudicada, cerca de un 93% es representado por las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. Las tecnologías biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y PAH apenas obtuvieron el 7% restante, conforme surge del siguiente gráfico:

Gráfico 5: Potencia adjudicada por tecnología



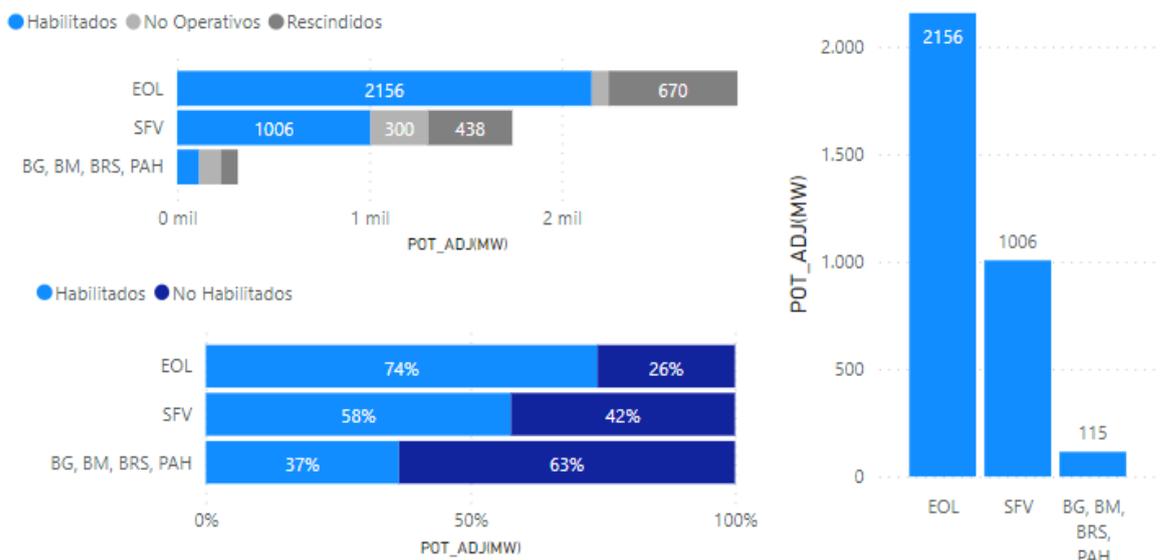
Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado



Se pudo verificar que para las tecnologías biomasa, biogás, BRS y PAH hubo baja concurrencia de ofertas en las distintas rondas licitatorias. Efectivamente, en ninguna ronda llegaron a adjudicar el total del cupo de potencia licitada, excepto biomasa y biogás en la Ronda 2 que contaron con un factor de incentivo específico.

En la ronda 1, incluso, fue tan baja la concurrencia que la Autoridad de Aplicación, con la finalidad de cumplir acabadamente con el mandato de desarrollo tecnológico y diversificación geográfica establecido en el artículo 12 de la Ley N° 27.191, resolvió invitar a los oferentes de las ofertas calificadas por estas tecnologías que no resultaron adjudicadas por su POA mayor a los precios máximos de adjudicación, a celebrar contratos como invitados.

Gráfico 6: Potencia instalada sobre potencia adjudicada por tecnología, considerando la totalidad de las rondas



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado



4.10. Se constató una desvinculación entre el aumento de potencia licitada y la capacidad de transporte necesaria para la inyección de la energía generada.

La Auditoría consultó¹²⁷ sobre los siguientes puntos a la SE: i) Cómo fue la previsión en la planificación del Programa en general y de cada ronda en particular, de la inyección de energía generada en función de la capacidad de transporte, su adaptación, acondicionamiento, mantenimiento y expansión, y ii) Suministre los informes técnicos previos a las licitaciones de las rondas que dieron cuenta de la capacidad de transporte disponible y las obras requeridas para asegurar la capacidad y seguridad para incorporar la nueva potencia renovable¹²⁸.

La SE indicó¹²⁹ no disponer de información para dar respuesta a los puntos solicitados y que lo requerido debía reconducirse hacia la Dirección Nacional de Transporte y Distribución Eléctrica (DNTDE).

El equipo de auditoría mantuvo intercambio de correos electrónicos con las autoridades de dicha Dirección, quienes proporcionaron las guías de referencia de las transportistas, pero no dieron respuesta a los puntos solicitados. Expresamente se indicó que no se dispone de información anterior a agosto de 2020 y que la determinación de la capacidad disponible y la potencia a incorporar en cada barra de la red de transporte fue encomendada a CAMMESA.

CAMMESA, por último, ante la consulta realizada por la Auditoría¹³⁰, expresó que *“atendiendo a lo establecido en dicho régimen, el Poder Ejecutivo Nacional a través de los organismos competentes creó el Programa Renovar. Igualmente, en este caso, CAMMESA no participó de la génesis del Programa”*¹³¹

Como se mencionó anteriormente, la capacidad de transporte era un recurso escaso, de uso intensivo por el Renovar, que requería ser administrado eficiente y coordinadamente.

¹²⁷ Nota 123/21 AG7, reiterada por Nota 75/22 AG7

¹²⁸ Nota 102/22 AG7

¹²⁹ NO-2022-24433640-APN-DNGE#MEC y NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC y NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC

¹³⁰ Nota 97/22 AG7

¹³¹ Nota B-164389-1 de fecha 04/01/23



En las primeras rondas se previó que la potencia adjudicada comprometa capacidad en las líneas de transporte de alta y extra alta tensión, teniendo los proyectos asociados prioridad en el despacho.

Con las sucesivas rondas y las diferentes iniciativas para contratar potencia, las líneas comenzaron a saturarse, ante lo cual la Autoridad de Aplicación buscó alternativas. Tal es el caso de la cláusula “take or pay” en la ronda 2 que buscó mitigar el riesgo a proyectos asociados a ampliaciones futuras en la red de transporte, priorizando estas últimas y resguardando los pagos.

Este tipo de cláusulas, compromete al off-taker (CAMMESA) a tomar el riesgo por la nueva capacidad de transporte necesaria para evacuar la energía contratada, al tener que pagar por la energía comprometida, incluso en el caso de no haberse concluido las obras de transporte necesarias.

Con posterioridad, la ronda 3 se vio forzada a licitar la potencia en las redes de media tensión, vinculadas ya no a redes de transporte eléctrico, sino a redes de distribución, reduciéndose, en consecuencia, el tamaño de los proyectos renovables, y, por ende, la potencia adjudicada total de la ronda (R1: 1142MW; R1.5: 1282MW; R2: 2050MW y R3: 274MW).

Con las sucesivas rondas, la parte compradora de la energía, asumió mayores riesgos contractuales (ver hallazgo 4.6.), asociados a la escasez de la capacidad de transporte, y a su vez, se desaceleró el alcance de las rondas en términos de potencia y tamaño de los proyectos.

4.11. La saturación de la capacidad de transporte tornó ineficiente la asignación de potencia en el programa y por ende afectó el logro de los objetivos renovables.

Con relación a este punto, se solicitó al auditado¹³² que indique la previsión, en la planificación del programa en general y de cada ronda en particular, de la inyección de la energía generada a través del Programa en función de la capacidad de transporte, su adaptación, acondicionamiento, mantenimiento, y expansión.

¹³² Nota 123/2 AG7



En respuesta, se informó¹³³ que no dispone de la información solicitada. Luego se preguntó¹³⁴ cómo se consideró la capacidad de transporte de cada región y/o las obras requeridas para la federalización y diversificación geográfica de la matriz energética; si se planificaron políticas conjuntas y/o coordinadas entre el Programa y el sistema de transporte en relación a su capacidad; y si el aprovechamiento de las regiones con mayor potencial renovable afectó el estado de la red de transporte. El auditado reiteró¹³⁵ que no disponía de dicha información.

La única respuesta que proporcionó el auditado con relación al tema se vincula con la previsión del estado de la red de transporte, al licitar el Renovar.

Específicamente contestó *“en forma previa al lanzamiento del Programa Renovar, en Argentina desde el año 2002 al 2012, se instalaron 4.500 km de líneas de Extra Alta Tensión (LEAT) y unos 5.000 km de Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT). Estas obras significaron un crecimiento del 45 y del 40 por ciento en la longitud de ambas redes, respectivamente. Hasta el año 2006 la red argentina tenía un esquema en el que estaba separado en dos sistemas, el “nacional” (SADI) y el patagónico. A su vez, se mejoró el diseño de la red en diversas muchas regiones. Desde el punto de vista económico y en términos de seguridad en el suministro, era necesario diversificar la matriz energética con la incorporación de las energías renovables, que permitirían brindar una respuesta al déficit energético a corto plazo y con costos competitivos. Las obras de expansión deberían continuar, así como mejorar la modernización de la red de transporte eléctrico para facilitar la incorporación de una mayor diversidad de fuentes renovables distribuidas geográficamente a lo largo de todo el territorio nacional”*

Del estudio de las rondas del Programa, se observó la adaptación de su diseño a fin de amoldar las ofertas a las limitaciones que fueron surgiendo.

Efectivamente, ante la alta concurrencia de proyectos en la ronda 1 se convocó la ronda 1.5 que, a diferencia de la primera, delimitó la potencia por regiones a fin de lograr una distribución específica.

¹³³ Nota NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC

¹³⁴ 75/22 AG7

¹³⁵ NO-2022-116579884-APN-DNGE#ME



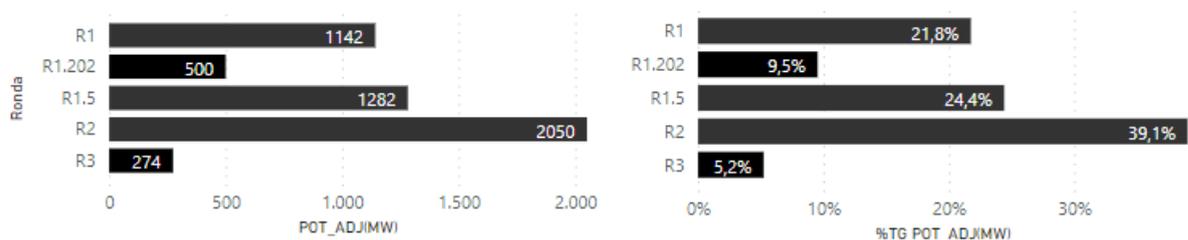
En el diseño del PBC de la ronda 2, se observan múltiples restricciones por corredor. En este caso, la Autoridad de Aplicación resolvió definir cupos por región y estableció excedentes atados a la construcción de capacidad transporte para las líneas de interconexión y estaciones transformadoras definidas como prioritarias.

Los proyectos que tuvieron asociada una obra de transporte ampliado, ante el incumplimiento de la misma, tenían asegurada la remuneración de la energía comprometida, mediante la cláusula take or pay

Finalmente, la ronda 3 alteró su diseño trasladando la locación de los proyectos de generación a las redes de Media Tensión de los agentes distribuidores y de los prestadores adicionales de la función técnica del transporte (PAFT), debido a las restricciones de capacidad en las redes de Extra Alta y Alta Tensión. Como consecuencia la cantidad total de MW adjudicado fue ostensiblemente menor que la ronda previa (274 MW adjudicados contra 2049 MW de la Ronda 2).

La adecuación de las sucesivas rondas al estado del sistema transporte, implicó el rediseño contractual de los proyectos y una cota en la cantidad de potencia a licitar (escala de los proyectos).

Gráfico 7: Potencia adjudicada



Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por el auditado.

En diciembre de 2021, la Autoridad de Aplicación detectó retrasos significativos en el cumplimiento de los distintos hitos contractuales. Con el fin de liberar la prioridad de despacho otorgada por CAMMESA y recuperar capacidad de los nodos de la red comprometidos con los proyectos que no se encontraban habilitados comercialmente y que presentaban dificultades para concretarse, por su



escaso o nulo grado de ejecución, dictó la Resolución SE 1260/2021, para permitir la eventual suscripción de nuevos contratos.

El auditado informó¹³⁶ que se rescindieron 30 contratos en el marco del Artículo 1° de la mencionada resolución.

Cabe destacar que, si bien el dictado de la norma se efectuó dentro del periodo bajo análisis, las rescisiones fueron posteriores, razón por la cual sus motivaciones y gestión posterior se encuentran excluidas del estudio realizado.

4.12. El Renovar no logró instalar los proyectos que comprometían contractualmente energía a valores más competitivos, impactando negativamente en el precio promedio de la energía renovable.

En la sucesión de las rondas licitatorias se verificó la disminución de los precios promedio ponderados para la generación de energía, particularmente para la eólica y la solar fotovoltaica. Sin embargo, esta curva de aprendizaje lograda a través de las sucesivas rondas, no pudo ser aprovechada por el mercado eléctrico.

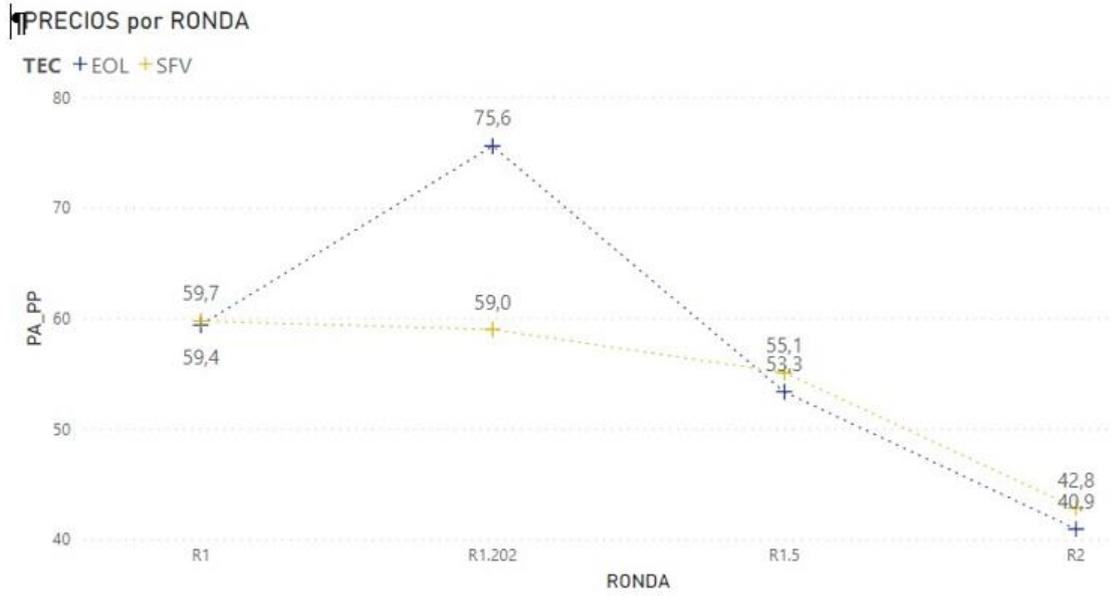
En la ronda 1, ambas tecnologías alcanzaron un precio promedio ponderado adjudicado en torno a los 59-60 USD/MWh para la energía a entregar por los proyectos seleccionados.

En las rondas 1.5 y 2, se observó la reducción del precio de la energía para ambas tecnologías. Para los proyectos eólicos, la secuencia fue 59,4; 53,3 y 40,9 USD/MWh, mientras que, para los solares, fue 59,7; 55,1 y 42,8 USD/MWh.

¹³⁶ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC



Gráfico 8: Precios promedio ponderados adjudicados



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado

Puede apreciarse que en las rondas 1.5 y 2, se alcanzaron los precios más competitivos para ambas tecnologías. Sin embargo, en esas dos rondas se concentra la mayor cantidad de potencia no habilitada. Las iteraciones de las rondas, lograron reducir los precios de mercado, pero los proyectos seleccionados con los precios más competitivos no lograron instalarse y entregar la energía contratada a los precios adjudicados inferiores.

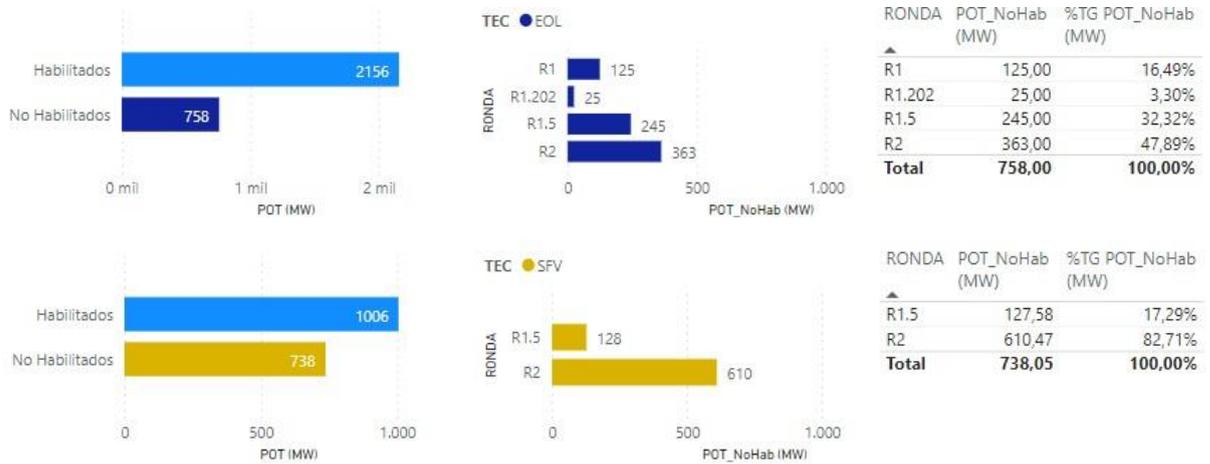
La mayor parte de la potencia adjudicada que no logró la habilitación comercial, pertenece a proyectos no operativos o rescindidos de las tecnologías EOL o SFV que participaron de las rondas 1.5 y 2.

Sobre el total de la potencia no instalada, el 88% (1716 MW / 1950 MW) fue explicado por proyectos de las tecnologías EOL y SFV¹³⁷ que no alcanzaron a instalarse y entregar energía. Análogamente, el 77% de la potencia no instalada fue adjudicada en las rondas R1.5 (372 MW) y R2 (1.126 MW). De ese 77% (1498 MW), el 90% (1.346 MW) corresponden a las tecnologías previamente mencionadas.

¹³⁷ 887 MW (45,5%) EOL y 830 MW (42,5%) SFV sobre un total de 1950 MW (100%)



Gráfico 9: Potencia adjudicada y no habilitada (EOL y SFV)



Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por el auditado

La combinación de estos factores implicó que el mercado eléctrico no se beneficie del desarrollo del programa. Es decir, el desarrollo de las sucesivas rondas no logró traducirse en proyectos que entreguen energía a precios menores a los obtenidos en la ronda 1 y a los que ingresaron a través de la Resolución 202/16.

Los proyectos habilitados respecto de los adjudicados son menos proporcionalmente en la ronda 2 que en la 1.5 y, ambos, que en la ronda 1 (como se expuso en hallazgos previos). Esta es la causa por la que los precios de la energía de los proyectos habilitados se aproximan más a los precios de la ronda 1, que de la ronda 2.

Se comparó para ambas tecnologías, el precio promedio ponderado de la energía de (i) el total de los proyectos adjudicados, (ii) el subconjunto de los proyectos habilitados y (iii) el subconjunto de los proyectos no habilitados. En base a estos agregados, se calcularon las diferencias de precio entre estos subconjuntos, para dimensionar el impacto de la situación encontrada, y determinar si se instalaron los proyectos más eficientes, es decir, aquellos que contrataron la venta de energía a un menor precio.

Para ello se calcularon dos diferenciales de precio, (1) entre el precio promedio ponderado del subconjunto de proyectos no habilitados y el subconjunto de proyectos habilitados y (2) entre el precio promedio ponderado del total de proyectos adjudicados y el resultante del subconjunto de habilitados, nuevamente.



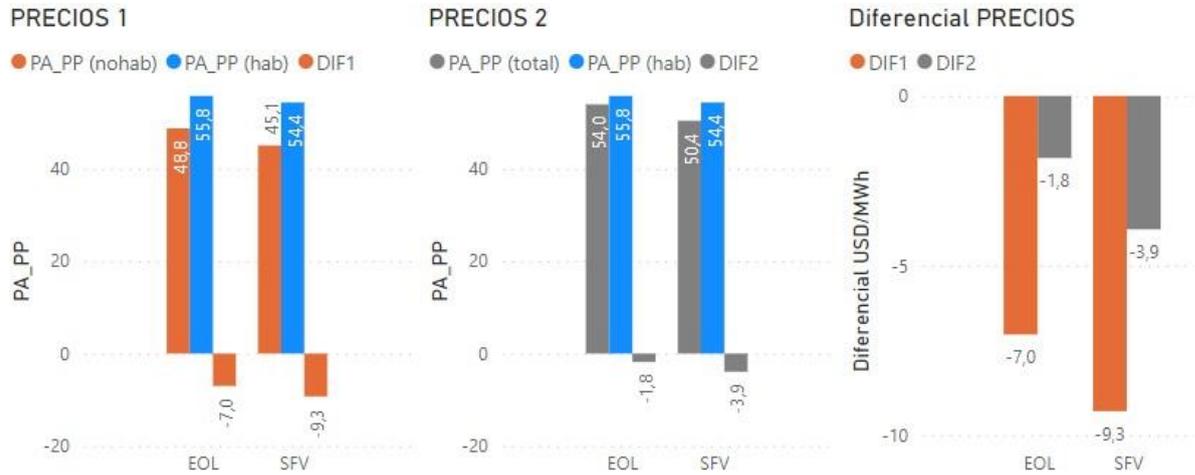
Auditoría General de la Nación

El primer diferencial (naranja en el gráfico), explica al segundo, y muestra que los proyectos no habilitados, tuvieron precios, en general, más bajos que los precios de los habilitados.

En el primer cuadrante del gráfico, esta diferencia de precios resulta para la tecnología eólica de 48,8 menos 55,8 USD/MWh (-7,0 USD/MWh) y de 45,1 menos 54,4 USD/MWh para solar (-9,3 UDS/MWh).



Gráfico 10: Precios promedio según estado de los proyectos de generación renovable



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del auditado

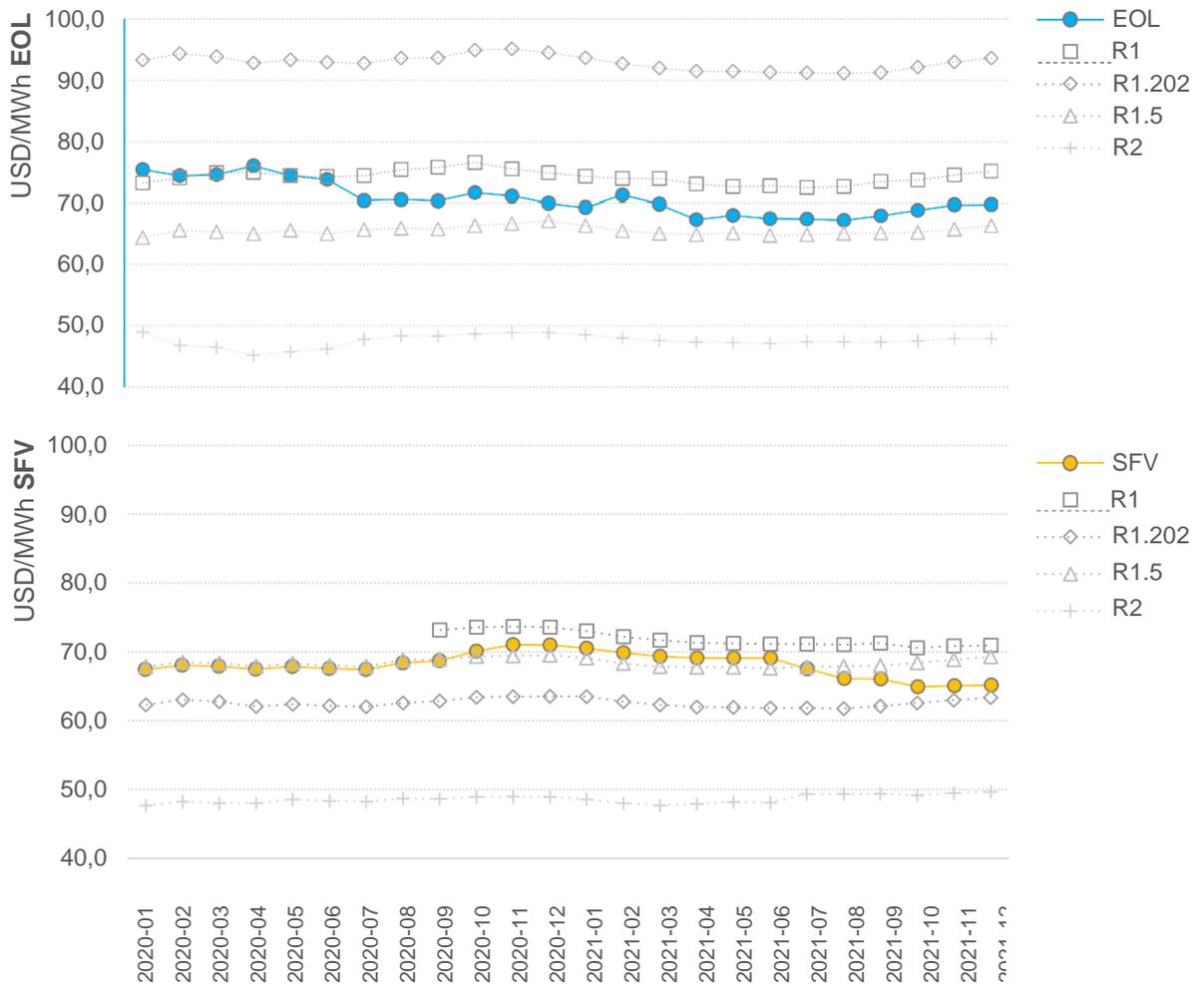
Los proyectos no habilitados, están representados mayormente por ofertas de las rondas 1.5 y 2 que fueron, en promedio, adjudicados a precios más bajos. Si todos los proyectos no habilitados se hubieran instalado, el programa hubiera reducido el precio promedio de las tecnologías EOL y SFV, en 1,8 USD/MWh y 3,9 USD/MWh respectivamente, como puede apreciarse en el gráfico presentado (barra gris en el tercer cuadrante del gráfico), reduciendo el costo de la energía aportada por el Renovar.

4.12.1. La energía comprometida de los proyectos del Renovar, que no logró instalarse, tenía en promedio, un precio menor respecto a la energía efectivamente abastecida, situación que limitó la progresiva reducción del costo de la energía a lo largo de las sucesivas rondas licitatorias.

La reducción de la eficacia de las sucesivas rondas, impidió el aprovechamiento de los menores precios adjudicados. El claro ejemplo de este hecho se observó en la ronda 2, que redujo considerablemente el precio de la energía para las tecnologías más competitivas.



Gráfico 11: Precio promedio ponderado de la energía abastecida, según ronda



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CAMMESA y contratos

El corolario de lo mencionado, es que las rondas posteriores entregaron menos energía, en proporción, que la ronda 1 y la Resolución ex MINEM 202/16.

El efecto de ambas situaciones encontradas, produjeron que el precio promedio de la energía abastecida para el subconjunto de proyectos analizados (proyectos eólicos y solares fotovoltaicos, adjudicados en las rondas 1, 1.5, 2 y Resolución 202/16), fuera mayor al de la instalación de la totalidad de proyectos para dichas rondas y ambas tecnologías.

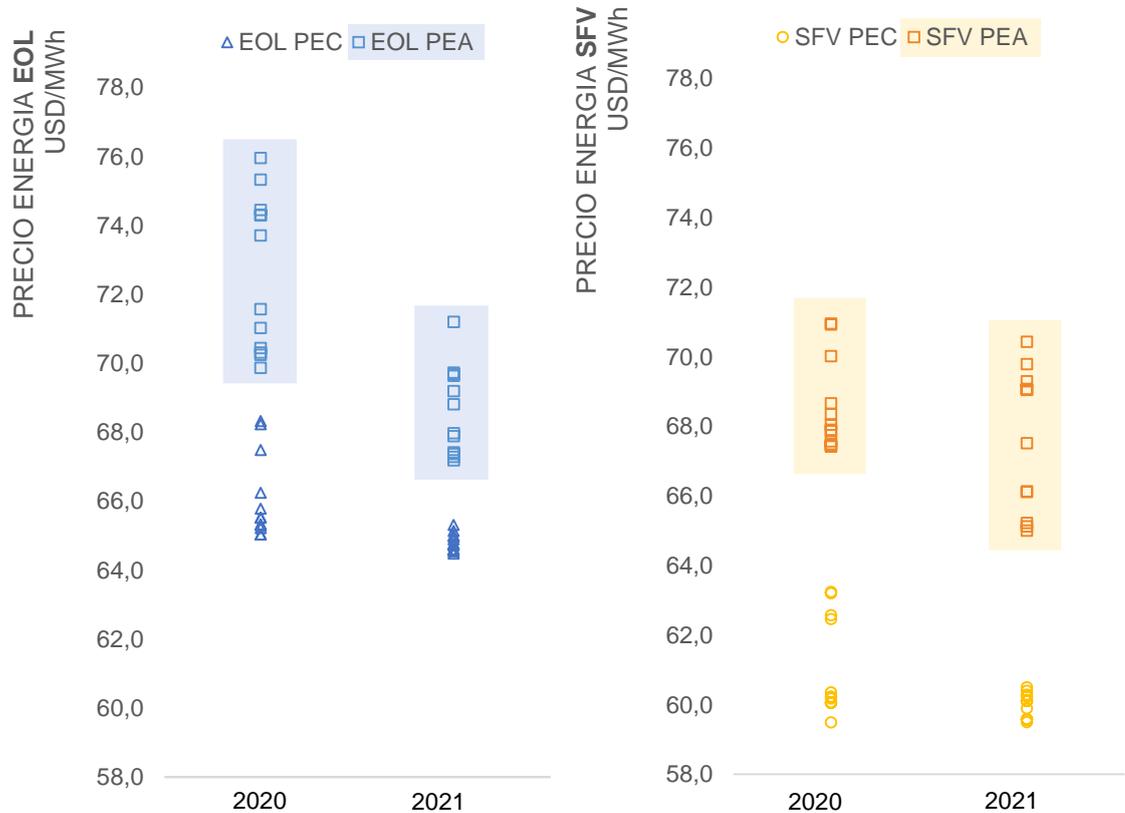
Si bien la situación encontrada comparte las causas del hallazgo 4.12, el precio de la energía abastecida y de la energía comprometida es afectada por otras variables, como pueden ser, (i) diferencias entre el factor de capacidad estimado y el real que surge de la operación y (ii) el adelantamiento o retraso en la habilitación de



los proyectos, que modificarían la composición de la energía abastecida, respecto a la comprometida.

Se comparó el precio promedio ponderado de la energía abastecida en base a la información suministrada por CAMMESA contra el precio promedio ponderado de la energía comprometida, para el bienio 2020-2021 por tecnología.

Gráfico12: Comparación entre el precio de energía abastecida y comprometida



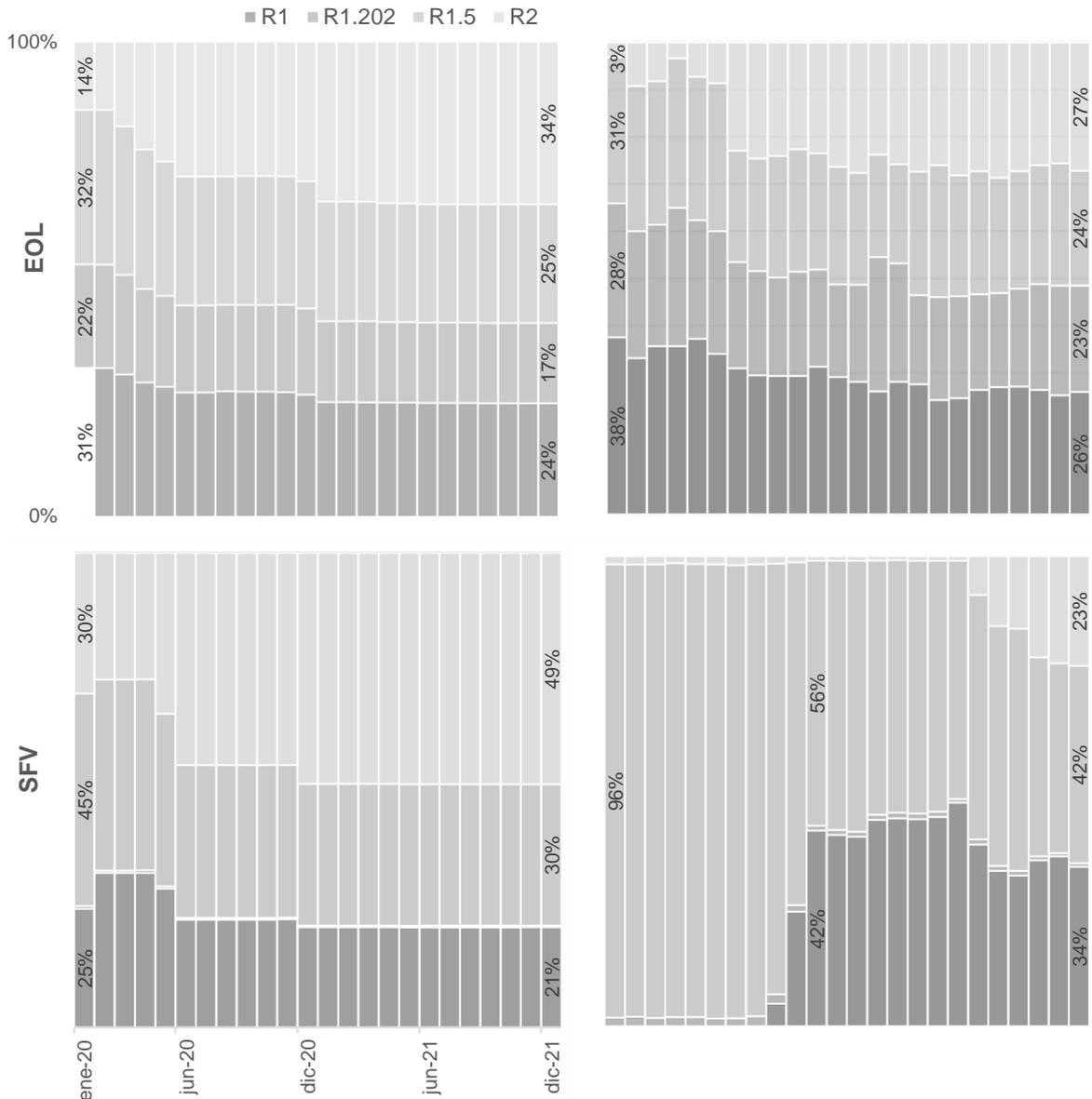
Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de CAMMESA y contratos

Se aprecia para ambas tecnologías, que la estimación del precio de la energía comprometida, si todos los proyectos hubieran logrado la HC y entregado la energía prevista, el precio promedio ponderado hubiera sido inferior en ambos casos.

La causa de este hecho, es que la participación de la energía abastecida proveniente de proyectos de la ronda 2, fue menor a la prevista, siendo ésta en promedio, de un precio inferior, como se expone en los siguientes gráficos.



Gráfico 13: Energía por ronda, comprometida (izquierda) y efectivamente abastecida (derecha)



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CAMMESA y contratos

Mientras que, en la energía comprometida, el ingreso pleno de la energía de todos los proyectos de las rondas R1.5 y R2 disminuía progresivamente el precio promedio ponderado, en la energía abastecida, esta reducción se vio menguada, por la cantidad de energía no producida por los proyectos que no lograron instalarse.

La diferencia entre lo comprometido y lo abastecido es mayor para la tecnología SFV, como se expuso gráficamente. La explicación es que se adjudicó una



mayor potencia en la ronda 2, en términos relativos que, en la tecnología eólica, lo que explica la mayor participación de esta ronda en la energía comprometida total (30% en enero de 2020 y 49% en diciembre de 2021). Complementariamente, lo efectivamente producido por los proyectos adjudicados en la R2 para la tecnología SFV (12% acumulado en 2021), es menor que lo aportado en términos relativos por los proyectos EOL de la ronda 2 (27% acumulado en 2021).

El impacto de la situación encontrada fue que el precio de la energía abastecida del conjunto de proyectos analizados fue mayor a la esperada, de haberse instalado la totalidad de los proyectos, y entregado proporcionalmente la energía comprometida, para ambas tecnologías. En el caso de la energía generada a partir de la tecnología eólica, en promedio, la energía abastecida fue más cara de lo esperado, en este caso costó 6,2 USD/MWh más en 2020 y 3,7 USD/MWh en 2021. Para la energía solar fotovoltaica, el diferencial alcanzó 8,1 USD/MWh en 2020 y 7,3 USD/MWh en 2021.

4.13. El abastecimiento de energía del Renovar se desvió de lo previsto en el proceso licitatorio, debido al déficit provocado por los proyectos no habilitados en las sucesivas rondas.

En relación con los hallazgos precedentes, la instalación de proyectos de generación renovable, tenía asociado un régimen de producción de energía eléctrica que surge de los plazos contractuales y una cuota de energía comprometida para la potencia adjudicada.

En base a los plazos programados establecidos y a la energía comprometida, se estimó la cantidad de energía esperable de las rondas licitatorias por tecnología para el período bajo examen.

Como fue mencionado, un subconjunto de proyectos adjudicados no logró instalarse, ya sea porque rescindieron sus contratos de abastecimiento o por no haber alcanzado la HC en el plazo estipulado. Adicionalmente, se verificó que parte de los proyectos que sí lograron la HC, la alcanzaron con demoras respecto a los plazos previstos.



En consecuencia, el régimen de abastecimiento de energía del Renovar se desvió de lo previsto en el proceso licitatorio.

Se analizó para el quinquenio 2017-2021, la energía comprometida para los proyectos eólicos y solares, adjudicados en las rondas 1, 1.5, 2 y los incorporados a través de la Resolución ex MINEM 202/16, que no alcanzaron la HC de acuerdo a los plazos programados contractuales, con el objetivo de dimensionar el déficit de ERNC para el período.

La energía esperada de estos proyectos se calculó en base a la energía comprometida, que en los contratos de abastecimiento fue proyectada con un parámetro de probabilidad de excedencia de P90¹³⁸. Esto implica que en base a los modelos de estimación de producción (RPE) de los parques de generación renovable, la energía comprometida resulta del nivel de producción que tiene un 90% de probabilidad de ser alcanzado.

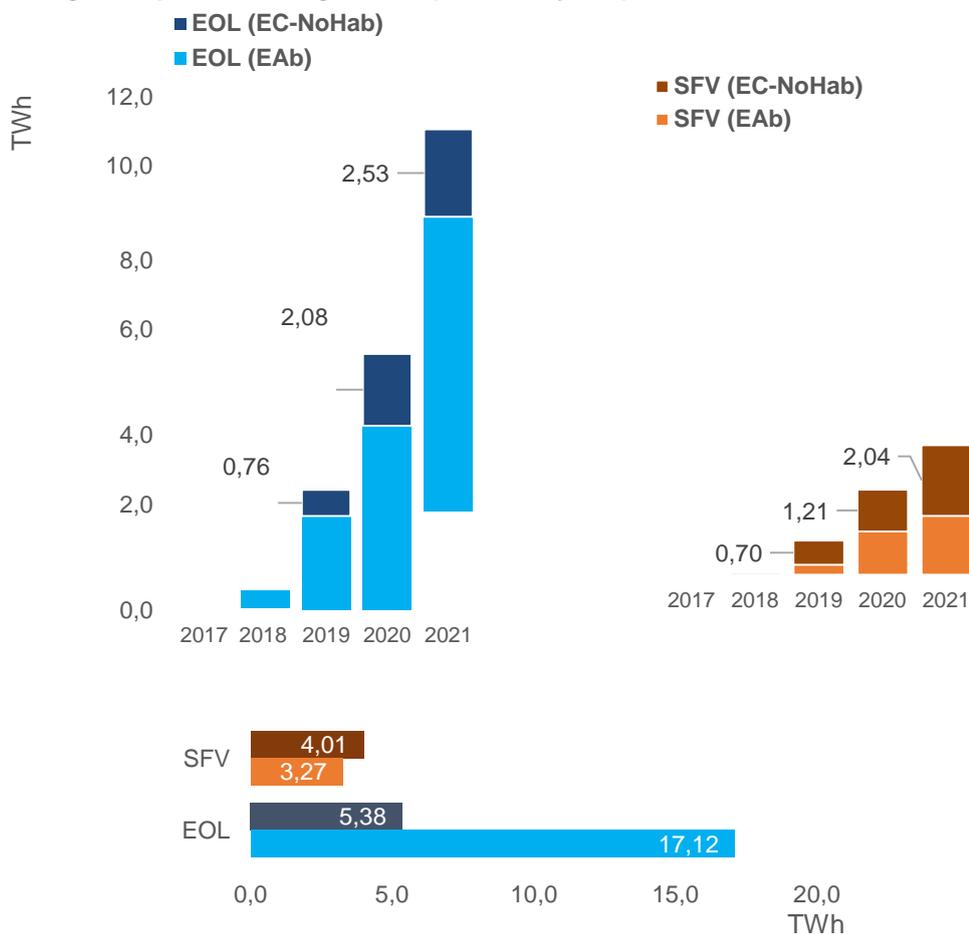
En comparación con los resultados alcanzados por los proyectos que efectivamente lograron instalarse, este factor de excedencia es una medida conservadora de la energía esperable de un proyecto de generación, al verificarse, en la mayoría de los casos energías abastecidas mayores a las comprometidas.

En el siguiente gráfico se expone, para las rondas consideradas, la energía efectivamente abastecida (E_{Ab}) por los proyectos habilitados, y la energía comprometida de los proyectos no habilitados (EC_{NoHab}), como medida del defecto que produjo en el período auditado la ausencia de la operación de los proyectos no habilitados.

¹³⁸ PBC Ronda 1 - Art.12.4.3 Disponibilidad o factibilidad del recurso. Pto. (c) Prospectiva del recurso.



Gráfico 14: Energía comprometida no generada (TEC: EOL y SFV)



Fuente: Elaboración propia sobre los datos de CAMMESA y contratos.

Como se aprecia, el impacto de las situaciones encontradas desarrolladas a lo largo del examen, repercutieron en el abastecimiento de energía del Programa. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, la energía no generada por los proyectos que no alcanzaron la HC, superó a la energía abastecida para el período 2017-2021.

Gran parte de los proyectos no habilitados durante el período auditado, alcanzados por el análisis de este hallazgo, fueron posteriormente rescindidos bajo la resolución 1260/21.

4.14. El Renovar aportó menos energía que la esperada para cada ronda, reduciendo su contribución a los objetivos del Régimen de Fomento.

En el contexto de la crisis energética dispuesta por el Decreto 134/15 y a partir del compromiso de introducir energía de diversas tecnologías en la matriz energética, el Programa surgió como una herramienta para contribuir con los objetivos del Régimen de Fomento, considerando que antes de su implementación la participación



de la ERNC en la matriz energética nacional no superaba el 2%, según informes del portal web de CAMMESA.

Se preguntó al auditado¹³⁹ cuál fue el aporte en generación de energía que se estimó para el Renovar en el Régimen de Fomento, habiendo contestado¹⁴⁰ que “El sistema de cuotas de energía mediante porcentajes establecidos en la Ley 27191 requería que todos los proyectos adjudicados pudieran entregar la energía prevista en los tiempos comprometidos en los respectivos Contratos de abastecimiento”

Según el informe de Escenarios Energéticos 2025 elaborado por el ex MINEM en diciembre de 2016, se estimó un crecimiento anual del 3,8% de la demanda, según un escenario tendencial.

A partir de este ajuste estimado, la Auditoría realizó el cálculo para los años del periodo bajo análisis para luego contrastarlo con el escenario real obtenido del sitio web de CAMMESA.

Del procedimiento se observa que el comportamiento de la demanda real fue fluctuante, decreció para luego recuperar un valor similar al de partida, manteniéndose en todo momento muy distante del escenario tendencial proyectado.

Esta situación favoreció la intención del Renovar de satisfacer los porcentajes establecidos por la Ley 27.191, ya que su aporte de energía logró representar un porcentaje mayor.

Cuadro18: Demanda Tendencial vs. Demanda Real

	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda Energía Real (GWh)	132.530	133.010	128.946	127.307	133.877
Demanda Energía Estimada (GWh)	138.169	143.420	148.870	154.527	160.399

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Escenarios Energéticos 2025 y el portal WEB de CAMMESA

En un nuevo requerimiento¹⁴¹, se solicitó el porcentaje de contribución de las fuentes de energía renovables al consumo de energía eléctrica nacional alcanzado.

¹³⁹ Nota 123/21 AG7

¹⁴⁰ Nota NO-2022-22433640-APN-DNGE#MEC

¹⁴¹ Nota 41/21 AG7



La Autoridad de Aplicación informó¹⁴², que " aportaron en el 2020 en promedio un 8,31% de la demanda eléctrica nacional, alcanzándose un récord horario de 18,6%

Agregó que "El crecimiento de las energías renovables hizo aumentar su participación en el cubrimiento de la demanda, pasando del 12% en el 2021 a un 13,5% en el año 2022 sobre la demanda abastecida"

Del portal web de CAMMESA se compuso el total de la energía abastecida por los proyectos Renovar y Resolución ex MINEM 202/16 de todas las tecnologías, para el periodo bajo análisis y de igual modo se obtuvieron los valores para el resto de las energías renovables. El resultado es el siguiente.

Cuadro19: Energía abastecida para el periodo auditado

		2017	2018	2019	2020	2021
RenovAr - Energía abastecida (GWh)	BM	2,8	50,2	95,5	114,4	252,1
	EOL	0,0	518,5	2.724,9	5.339,8	8.531,0
	PAH	8,4	27,6	20,9	37,9	58,8
	SFV	0,0	58,7	700,9	1.208,2	2.044,6
	BG	3,9	24,6	87,8	142,6	210,7
	BRS	0,0	0,0	32,7	41,2	55,5
	Total	15,1	679,5	3.662,7	6.884,0	11.152,7
Resto Renovables (GWh)	2.615,1	2.610,0	4.024,5	5.512,3	6.320,4	
Total Renovables (GWh)	2.630,1	3.289,5	7.687,3	12.396,3	17.473,1	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos del portal web de CAMMESA.

Tomando como base la demanda real, se calculó el porcentaje de energía abastecida que el Renovar aportó para alcanzar los objetivos del Régimen de Fomento.

Cuadro 20: Representación de ERNC en la demanda real del MEM.

	2017	2018	2019	2020	2021
RenovAr / Dem MEM	0,01%	0,5%	2,8%	5,4%	8,3%
Renovables total / Dem MEM	1,98%	2,5%	6,0%	9,7%	13,1%
RenovAr / Dem Estimada	0,01%	0,5%	2,5%	4,5%	7,0%
Renovables total / Dem Estimada	1,90%	2,3%	5,2%	8,0%	10,9%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos del portal WEB de CAMMESA.

¹⁴² Nota NO-2021-55101105-APN-DNGE#MEC



La demanda real de energía eléctrica para el período, fue menor a la proyectada en los escenarios energéticos 2025, manteniéndose en niveles equivalentes en las puntas del quinquenio, oscilando en el orden de los 127 a 134 TWh.

La energía total generada aumentó estrictamente su participación en el abastecimiento de la demanda y representó cerca del 13,1% de la demanda eléctrica, al 31/12/21, no siendo suficiente para alcanzar la meta intermedia del 16%.

Si se considera la demanda proyectada en 2016, en los escenarios energéticos (escenario tendencial), el ratio disminuye al 10,9% de la demanda proyectada.

El Renovar contribuyó a la incorporación de energía en la matriz energética nacional, aunque las dificultades para incorporar proyectos renovables en las últimas rondas, no permitió sostener la expansión observada, limitando su aporte al cumplimiento de las metas intermedias de abastecimiento de la demanda a partir de fuentes de generación renovable no convencional.

4.15. La falta de control de los beneficios fiscales y de las inversiones realizadas por las empresas, impidió a la Autoridad de Aplicación medir la incidencia de esta herramienta de fomento en el Programa.

Los PBC establecieron que el control de las inversiones y la aplicación de los BBFF durante la ejecución del contrato de abastecimiento serían realizados de acuerdo con “procedimiento para el control de las inversiones y la aplicación de los BBFF, aprobado por el Anexo II de la Resolución ex MINEM 72/16, modificada por la Resolución ex SGE 414/19, que establece que el control de las inversiones se realizaría en función de la aplicación de los beneficios otorgados, quedando sujeto a control el cumplimiento de los hitos declarados por el beneficiario (artículo 4º)

Se estableció, además, la necesidad de presentación por parte de los beneficiarios ante la Autoridad de Aplicación, de un informe técnico contable de



inversiones¹⁴³ dentro de los 90 días siguientes a la fecha de habilitación comercial, el cual debería ser aprobado u objetado por la Autoridad de Aplicación dentro del plazo de 120 días siguientes.

La Auditoría consultó¹⁴⁴ el porcentaje que representan los beneficios fiscales otorgados y los pagados con relación a las inversiones efectuadas, y el detalle de las inversiones planificadas en la oferta y las inversiones efectivamente realizadas por las empresas de las centrales/plantas con habilitación comercial. En su respuesta¹⁴⁵, la DNGE no hizo referencia ni a las inversiones planificadas en las ofertas, ni a las efectivamente realizadas.

El INTI se constituye en organismo de colaboración de la Autoridad de Aplicación, a través de la realización de procedimientos de verificaciones de PEE, CND y FODER.

En efecto, en el punto B) “Líneas de Trabajo”, del Anexo I del Acta Complementaria N° 1 al decreto Específico del INTI – MINEM, aprobado por el IF-2017-17595132-APN-DDYME#MEM, se determinó que los equipos técnicos de la SSER y del INTI, debían coordinar el seguimiento de ejecución de los proyectos, a través del Plan de Seguimiento y Control, dividido en 3 etapas: i) Revisión y Seguimiento de cronograma de ejecución de obra; ii) Revisión y seguimiento de cronograma de inversiones y iii) Visita al emplazamiento para verificación final del proyecto.

El plan y cronograma debían ser consensuados entre el INTI y la Autoridad de Aplicación, con facultad de esta última, de solicitar la realización de comprobaciones, toda vez que lo considere oportuno.

La Auditoría consultó¹⁴⁶ al INTI respecto de los controles realizados y el organismo informó¹⁴⁷ que la cantidad de informes realizados fue la siguiente:

¹⁴³ Informe técnico contable que indique el monto de inversiones efectivamente realizadas por el beneficiario con respecto de la central de generación hasta la fecha de habilitación comercial (Definiciones e Interpretaciones punto 1.1. PBC, Anexo 7, Contrato de adhesión al FODER)

¹⁴⁴ Nota 102/22 – AG7

¹⁴⁵ NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC

¹⁴⁶ Nota 74/22 – AG7

¹⁴⁷ NO-2022-106043013-APN-P#INTI



Cuadro 21: Auditorías INTI

TIPO DE AUDITORÍA	UNIVERSO	INFORMES REALIZADOS
PEE	201	101
FODER	87	9
CND	29	2

Fuente: Elaboración propia con datos provistos por INTI

De 201 proyectos adjudicados, se realizaron 101 informes para la obtención del PEE. El número disminuye notablemente para el caso de las auditorías FODER; del universo de 87 proyectos que contaban con habilitación comercial, solo se realizaron 9 informes. Las auditorías por CND arrojaron un total de 2 informes realizados, para un total de 29 proyectos que contaban con HC y simultáneamente se les había adjudicado el beneficio de Certificado Fiscal.

La DNGE informó¹⁴⁸ que no cuenta con Informes de Auditorías que permitan determinar el grado de avance de obra de proyectos no habilitados.

Se destaca que la resolución SGE 479/19 dispone, con relación al control sobre el CND, que la DNER podría solicitar al beneficiario toda la documentación e información complementaria para controlar las inversiones, la integración TCN y las importaciones declaradas (artículo 15). La Disposición SSER 57/17, por su parte, establece lo mismo con relación al PEE (artículo 9°). Sin embargo, ninguna de estas herramientas de control fue utilizada por los organismos intervinientes.

Complementariamente, entre el 2016 y el 2018, la ex DNER tenía entre sus competencias¹⁴⁹ la capacidad de: monitorear y dar seguimiento puntual a todos los aspectos de cada proyecto de energías renovables, elaborar los análisis de diagnóstico y las evaluaciones técnicas, económicas y financieras de los proyectos y del mercado de energías renovables, entre otras.

Ante el cambio de estructura de la cartera en marzo del 2018¹⁵⁰, esas competencias fueron modificadas por las siguientes: verificar el cumplimiento de los diferentes aspectos (legales, técnicos, ambientales, económicos, etc.) para la correcta

¹⁴⁸ Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

¹⁴⁹ Decisión Administrativa 761/2016

¹⁵⁰ Decisión Administrativa 316/2018



adjudicación y desarrollo de los proyectos de energías renovables; y otorgar y supervisar el proceso asociado a los beneficios fiscales y promocionales de los proyectos y/o usuarios que cumplan con la normativa establecida, entre otras.

Lo expresado exhibe el grado de desconocimiento de la SE sobre el impacto que tuvieron los beneficios fiscales respecto de las inversiones, impidiéndole corregir posibles desvíos en la planificación de las sucesivas rondas, lo cual se agrava si se advierten las escasas auditorías realizadas con relación al universo de proyectos.

4.15.1. La falta de pago, pago parcial y las demoras en la percepción de los BBFF impactó negativamente en el desarrollo financiero de los proyectos al 31/12/21.

El cumplimiento del PEE determina el momento a partir del cual los beneficiarios pueden solicitar la aplicación de los beneficios otorgados, a excepción de la exención a los derechos de importación, que pueden ser solicitados anticipadamente.

Del análisis efectuado se identificó que 91 proyectos se encontraban en condiciones de percibir beneficios fiscales al 31/12/2021, por haber obtenido el PEE y/o se encontraban con habilitación comercial, de los cuales 57 lo percibieron parcialmente y 34 no los percibieron, ya sea por haber iniciado un pedido de cambio de tecnología, lo cual ameritaba la solicitud de un nuevo certificado¹⁵¹ y la suscripción de una adenda contractual, o por las excesivas demoras verificadas en la obtención del PEE¹⁵²

De las respuestas de las empresas a las encuestas cursadas, se confirmó lo expuesto. Efectivamente, 7 de las 26 empresas encuestadas indicaron que hubo demoras y falta de oportunidad en la percepción de los BBFF. Una empresa dejó expuesto que estas demoras generaron la necesidad de realizar aportes de capital adicionales e implicaron una reducción nominal en el beneficio de la devolución anticipada del IVA producto de la inflación y la devaluación de la moneda.

¹⁵¹ 34 empresas tuvieron demoras de alrededor de 210 días en percibir el beneficio

¹⁵² 76 empresas con demoras promedio de 229 días



Asimismo, en ocasión del taller de planificación de auditoría celebrado el 28/04/22, se aludió que *“los beneficios fiscales que tienen una demora importante en su percepción (...) el caso del reintegro del IVA, se ha llegado a cobrar con dos años de retraso a valores nominales, en un país con inflación con devaluaciones, evidentemente produce una licuación de ese crédito que en definitiva el oferente lo había puesto como un beneficio para su licitación...”* y se informó que las demoras más significativas se verificaron en la emisión de la normativa vinculada a los requisitos y condiciones que deben cumplirse a los efectos de solicitar los beneficios, y en el inicio y seguimiento a las auditorías necesarias que deben llevarse a cabo a efectos de la aplicación de los Beneficios Fiscales (Exposición de AGEERA)

Con relación a los montos otorgados, se verificó que el total autorizado en el período auditado ascendió a U\$S 325.491.662, lo cual representa el 27,53% de lo otorgado para los 91 proyectos.

Lo expuesto afecta la oportunidad y la eficiencia de los beneficios fiscales como elemento atractivo de la política de fomento para el uso de fuentes renovables para la generación eléctrica.

4.15.2. Las demoras significativas en el envío de información al INTI por parte de la SE y de la producción de informes por parte del INTI, afectaron la efectividad del Programa.

El único plazo reglado en este sentido es el que tiene el INTI para realizar el informe de auditoría vinculado con el PEE (Disposición SSER 57/17).

De acuerdo a la respuesta del INTI¹⁵³, se comprobaron demoras en el envío de información por parte de la SE y en el proceso de ejecución de dichos informes por parte del INTI.

En efecto, la SE demoró 91 días en promedio en remitir la información de los proyectos al INTI), para que este último efectúe el correspondiente informe. Este hecho demandó, además, otros 125 días corridos en promedio en la producción del informe. Para el caso de las 2 auditorías del INTI respecto al CND, el retraso fue de

¹⁵³ NO-2022-106043013-APN-P#INTI



457 días corridos en promedio. Por último, las auditorías FODER registraron una demora de 179 días en promedio, desde que el inicio de los procedimientos de INTI hasta el envío del informe a la DNGE; para este cálculo se constataron 9 informes de un universo de 87 proyectos que contaban con HC.

Ante la consulta de esta Auditoría¹⁵⁴ por la aplicación de sanciones por los distintos incumplimientos contemplados en la Resolución ex MINEM 72/16 (Anexo II, artículo 20), la SE informó¹⁵⁵ que no se aplicaron sanciones.

Las demoras en la producción de informes afectaron al desarrollo de los proyectos, resultando la evidencia más contundente el dictado de la de la Resolución SE 1260/21¹⁵⁶ que determinó la necesidad de rescindir los Contratos con demoras de más de 180 días en la fecha Programada de Habilitación Comercial, con el fin de recuperar capacidad de transporte y permitir el ingreso de nuevos proyectos.

4.15.3.No se emitieron certificados fiscales durante el período auditado, hecho que ocasionó nula ejecución de sus recursos y, en consecuencia, no resultó un factor efectivo para el desarrollo de la industria nacional.

La reglamentación para la emisión, utilización y cesión de este beneficio se materializó entre agosto y octubre de 2019, a través de la Resolución SGE 479/19 y Resolución Conjunta AFIP y SGE 4618/19, lo cual sucedió 27 meses después desde la habilitación comercial del primer proyecto¹⁵⁷.

Por medio de la NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC del 31/10/22, la DNGE reconoció que no se aplicó, a dicha fecha, ningún Certificado Fiscal por componente nacional incorporado en los bienes electromecánicos de las centrales de generación, previa Auditoría del INTI. Por lo tanto, *“en los términos de la Resolución N° 414/2019, no se registran penalidades por el inciso d)”*.

El INTI, por su parte, alegó como motivo de las demoras de las auditorías de CND, la falta de detalle que presentan las facturas que respaldan la adquisición de

¹⁵⁴ Nota 75/22 - AG7

¹⁵⁵ NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

¹⁵⁶ “Que esta Autoridad de Aplicación ha detectado un retraso significativo en el cumplimiento de los hitos contractuales de los Contratos de Abastecimiento suscritos en el marco de las Rondas 1, 1.5, 2 y la Resolución N° 202/16 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, motivados por distintos factores que inciden en el desarrollo de los proyectos.”

¹⁵⁷ NIPRO: PAH05. Proyecto: Río escondido. Fecha HC: 05/08/2017.



bienes electromecánicos por parte de las empresas. Refirió asimismo que, desde su diseño, el proceso licitatorio del programa Renovar incorporó elementos para evaluar y adjudicar el componente nacional sin estipular ni especificar los instrumentos que tenían que presentar las partes para su determinación¹⁵⁸.

Durante las tareas de campo no se encontró evidencia que demuestre la articulación de los medios necesarios para subsanar dichas deficiencias por parte de la Autoridad de Aplicación o del propio INTI.

Como se dijo en el hallazgo previo, el INTI debía realizar 29 auditorías para el control del CND, correspondientes al universo de proyectos que al 31/12/21 contaban con habilitación comercial y con Certificado Fiscal por un total de USD 54.047.815. Se verificaron solo 2 informes concluidos, 8 en ejecución y 2 remitidos nuevamente a la Autoridad de Aplicación por deficiencias o demoras en el envío de información por parte de las empresas.

El escaso control del CND implicó no solo la falta de aplicación del beneficio, sino además la falta de consideración de un elemento que tenía capacidad para desempatar ofertas en el marco de las rondas licitatorias.

Se destaca que el Certificado Fiscal solo representó un 5.52% del total de beneficios fiscales otorgados, situación que da cuenta de su falta de efectividad para el cumplimiento de su principal objetivo que es el fomento de la industria nacional.

Independientemente de lo expuesto con relación al otorgamiento, se constató nula ejecución de los recursos asignados, según surge de la nota NO-2023-12531694-APN-DNGE#MEC, donde se afirmó que no se aplicó ningún bono fiscal.

4.15.4. Se detectó la aplicación de un tipo de cambio erróneo en el cálculo de los beneficios fiscales de las Rondas 1 y 1.5, tanto al momento de su adjudicación, cuanto de su otorgamiento, lo cual implicó un reconocimiento en exceso U\$S 4.616.799,50.

La Resolución ex MINEM 72/16 (artículo 7º), estableció que los montos de los beneficios fiscales solicitados debían ser calculados en dólares estadounidenses

158 NO-2022-106043013-APN-P#INTI



tomando como referencia el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (BNA) del último día hábil del mes anterior al que se realiza la presentación.

En el mismo sentido, los PBC de las licitaciones del Programa para las rondas 1 y 1.5, en sus anexos 4, referentes a los formularios para requerir los beneficios fiscales, reafirman como referencia el mismo tipo de cambio.

La DNGE informó¹⁵⁹, que *“el tipo de cambio utilizado tiene referencia a lo establecido en el Artículo 6 del Anexo II de la Resolución N° 414/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (...), sobre la moneda aplicable en los beneficios fiscales que es el peso. No obstante, a los efectos del cómputo de la utilización de los beneficios, la Dirección realizará la conversión a dólares estadounidenses utilizando la cotización divisa del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina”*. Es decir, la respuesta confirma lo expuesto en párrafos precedentes.

Sin embargo, la auditoría verificó que en 31 proyectos adjudicados¹⁶⁰ en las rondas 1 y 1.5, para calcular los beneficios fiscales adjudicados por oferta¹⁶¹ se aplicó el tipo de cambio vendedor del BCRA, que no es el que se encuentra establecido en la Resolución ex MINEM 72/16.

Esta variación en el cálculo implicó un reconocimiento en exceso de U\$S 4.616.799,50 que representa el 1,17% del total de beneficios fiscales autorizados por la SE para las Rondas 1 y 1.5.

4.16. La ex Subsecretaría de Energías Renovables (SSER) incumplió las previsiones del Decreto 202/17 vinculadas con la comunicación de la Declaración jurada de intereses positiva a la Oficina Anticorrupción (OA) y a la SIGEN, en el marco del proyecto PHA712 - Lunlunta

El Decreto 202/17, reglamentario de la Ley de Ética Pública 25.188 establece que toda persona que se presente en un procedimiento de contratación pública debe presentar una declaración jurada de intereses en la que deberá declarar si se

¹⁵⁹ NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC

¹⁶⁰ NIPRO: EOL-22; BG-02; SFV-38; SFV-39; SFV-40; PAH-01; PAH-03; PAH-04; PAH-05; BG-01; BG-03; BG-04; BM-05; BG-05; PAH-02; EOL-19; SFV-15; SFV-20; SFV-57; SFV-01; SFV-18; SFV-21; SFV-37; SFV-49; EOL-29; EOL-45; SFV-02; SFV-05; EOL-27; SFV-04; SFV-06.

¹⁶¹ Conforme surge de los “Informes de beneficios fiscales otorgables por oferta emitidos por la ex Subsecretaria de energías renovables”.



encuentra o no alcanzada por determinados supuestos de vinculación (entre los que se encuentra el parentesco dentro del cuarto grado), respecto del 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 trate (artículo 1º)

En cuanto a la oportunidad para la presentación de la declaración jurada, la norma dispone que deberá realizarse al momento de inscribirse como contratista del Estado Nacional en los registros correspondientes, o en caso que no se requiera inscripción previa, la declaración deberá acompañarse en la primera oportunidad prevista en las reglamentaciones respectiva para que el interesado se presente ante el organismo o entidad a los fines de la contratación (artículo 3º).

Para los supuestos en que se verifique a través de la declaración jurada, un caso de vinculación positiva, se prevén las siguientes consecuencias: i) Comunicación de la Declaración Jurada de intereses a la Oficina Anticorrupción y la SIGEN dentro de los 3 días de recibida; ii) Publicidad total de las actuaciones en la página web del organismo donde se desarrolle el procedimiento; iii) Obligación de abstención del funcionario respecto del cual se declara el vínculo y iv) La adopción alguno de los siguientes mecanismos: a) Celebración de pactos de integridad; b) Participación de testigos sociales; c) Veeduría especial de organismos de control y d) Audiencias públicas. Los mecanismos mencionados deben aplicarse en todas las etapas del procedimiento y la ejecución del contrato (artículo 4º)

Durante las tareas de campo se solicitó información a la Oficina Anticorrupción¹⁶² y a la SIGEN¹⁶³ con relación a posibles denuncias en el marco del Programa, Declaraciones juradas presentadas, expedientes administrativos relacionados con los actores intervinientes y sobre el estado de situación de la veeduría especial solicitada por la Subsecretaría de Energía Renovable a la SIGEN y la OA relacionada con el pequeño aprovechamiento hidroeléctrico CSM Lunlunta (PAH 712) de titularidad de la empresa Nexo Argentina SA/Nahuen Energía SA.

¹⁶² Nota 24/22 AG7

¹⁶³ Nota 23/22 AG7



La Oficina Anticorrupción remitió, entre otra documentación, la Resolución OA 5/19, donde se hace saber que:

1) En el marco de los hechos denunciados no se ha detectado la configuración de ninguna de las hipótesis de conflictos de intereses contenidas en el Capítulo V de la Ley 25.188 (artículo 1°).

2) En el marco del Programa Renovar ronda 2 no se han respetado las previsiones del Decreto 202/17 (artículo 2°).

De sus considerandos surge que el expediente se inició a partir de una denuncia anónima respecto de la adjudicación de un proyecto en el marco del Renovar ronda 2 (PAH 712 Lunlunta) a una persona cuya actividad económica se vinculaba con un primo hermano de quien en ese momento (29/11/17) desempeñaba el cargo de Jefe de Gabinete de Ministros.

Del análisis realizado sobre la documentación remitida por la OA y por el auditado, surge que la presentación de las ofertas tuvo lugar el día 16/10/17, aunque la comunicación de la SSER a la OA y a la SIGEN fue cursada el día 06/08/18, es decir, pasados casi de 10 meses del vencimiento de los 3 días previstos en el inciso a) del artículo 4° del Decreto 202/17.

También surge que se incumplió con la obligación de publicar el expediente en la página web del organismo, según lo previsto en el inciso b) del artículo 4°.

En la comunicación aludida, la SSER propuso una veeduría especial de organismos de control, solicitando la designación del órgano correspondiente.

El auditado también expresó que, a la fecha de la remisión de la nota, si bien la empresa que había presentado la Declaración Jurada de intereses positiva había sido adjudicada, no se había firmado aún el contrato respectivo, desconociendo que los mecanismos previstos en los incisos del artículo 4° deben aplicarse durante todas las etapas del procedimiento y ejecución del contrato.

Es decir, en el caso, la veeduría solicitada de manera extemporánea, pudo haberse iniciado en el momento de presentación de las ofertas, como correspondía según la normativa, y no 10 meses después, como efectivamente sucedió, según



consta en el expediente EX-2018-37860488- -APN-SIGEN, afectando de esta manera el principio de transparencia.

El incumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 202/17 debe analizarse a la luz de los principios contenidos en el artículo 2° de la Ley 25.188 que exige a los funcionarios desempeñarse con honestidad, probidad, rectitud y austeridad republicana; velar en todos sus actos por los intereses del Estado, orientados a la satisfacción del bienestar general, privilegiando el interés público sobre el particular; fundar sus actos y mostrar la mayor transparencia en las decisiones adoptadas; etc. Dichos principios se desprenden de los estándares internacionales en materia de integridad y transparencia contemplados en la Convención Interamericana contra la Corrupción, la Convención de las Naciones Unidas contra la Corrupción, aprobadas por Leyes 24.759 y 26.097, respectivamente, y la Convención sobre la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

Si bien el Decreto 202/17 no prevé sanción alguna por el incumplimiento señalado, debe destacarse que la extemporaneidad de la comunicación cursada y de la publicación del expediente en la página web del organismo, impidió a los organismos correspondientes (OA y SIGEN) y a la ciudadanía, tomar las medidas correctivas que consideren convenientes a partir de su competencia específica en el primer caso, y ejercer las acciones que se crean convenientes, en el segundo, afectando de este modo la transparencia en la gestión del Programa.

En efecto y a fin de remarcar la importancia de la participación ciudadana en pos de la transparencia de la gestión pública, se destaca que la Subsecretaría de Energías Renovables cumplió con su deber, aun tardíamente, como consecuencia de la denuncia formulada por un particular, debiendo destacarse que, en determinados casos, y aún frente a la ausencia de conflicto de intereses en los términos de la Ley de Ética Pública, puede existir en la ciudadanía un temor fundado de que las decisiones que se adopten en el marco de los procedimientos no sean imparciales.



5. COMUNICACIÓN DEL PROYECTO DE INFORME

El proyecto de informe fue enviado en vista a la Secretaría de Energía a través de la Nota 58/23 AG7. El organismo envió los comentarios a través de la nota NO-2023-98230237-APN-SE#MEC. Dicha nota se agrega como Anexo II y su análisis como Anexo III.

6. RECOMENDACIONES

- 6.1. En el caso en que continúen desarrollando rondas licitatorias tendientes a la adquisición de energías renovables, se recomienda el establecimiento de objetivos expresos, claros y precisos, con indicadores que permitan evaluar metas previamente definidas, alcanzables y sostenibles que permitan valorar eficacia y efectividad de las contrataciones. El establecimiento de reglas con vocación de permanencia, agrupadas en un solo cuerpo normativo, aportaría certidumbre, previsibilidad y trazabilidad a programas venideros **(Hallazgo 4.1)**.
- 6.2. Dotar de fundamento y certeza los criterios para la distribución de recursos tecnológicos en el país y considerar la capacidad del sistema de transporte como elemento fundamental para el éxito de cualquier programa destinado a la generación de energía eléctrica. No puede desconocerse la vinculación necesaria e inescindible entre los segmentos de generación, transporte y distribución eléctrica. Se recomienda el trabajo coordinado entre áreas de la SE, en el caso puntual entre aquellas con competencia en la generación de energía a partir de fuentes renovables y en transporte. Teniendo en cuenta que los objetivos de diversificación y federalización de la matriz energética implican el desarrollo de distintas tecnologías de generación de energía y la distribución geográfica de los proyectos, resultaba fundamental, para el aprovechamiento de los recursos renovables de las distintas regiones del país, conocer los recursos potenciales de cada región, y organizar un esquema de incorporación de proyectos renovables en base a la calidad del recurso y las distintas necesidades de infraestructura eléctrica. **(Hallazgo 4.2., 4.9.2., 4.10, 4.11. y 4.13.)**



- 6.3.** El fundamento de los precios máximos de adjudicación no puede encontrarse desvinculado de los costos de inversión y rentabilidad de las empresas participantes. Las 3 cuestiones configuran parte del engranaje de cualquier política pública. Aun cuando existiera incertidumbre sobre determinados aspectos, la Autoridad a cargo de dicha política debe fundamentar de manera acabada las decisiones tomadas, a fin de respetar el principio de transparencia. Lo mismo sucede con la elección de los beneficios fiscales y los procedimientos para su otorgamiento. Ninguna cuestión debería quedar a discrecionalidad de la Administración **(Hallazgos 4.3. y 4.4.)**
- 6.4.** Considerar los principios de igualdad y concurrencia en las contrataciones públicas, en aras de evitar posibles cuestionamientos, no solo por parte de empresas que puedan considerarse perjudicadas, sino por parte de entidades de la sociedad civil, en el marco del principio de transparencia. Ejercer acciones coordinadas con todas las entidades participantes del Programa a fin de mantenerse actualizados con relación a las operaciones societarias de las empresas. Esto facilitará acciones de control y correctivas, con relación a situaciones vinculadas al Programa. En el mismo sentido, el control permanente sobre dichas cuestiones permitiría advertir posibles apartamientos a las leyes de Ética Pública **(Hallazgos 4.5., 4.6., 4.7. y 4.16.)**
- 6.5.** Procurar una distribución equitativa de riesgos, en la formulación de las políticas públicas. Las garantías adicionales decididas en el marco del Programa Renovar pueden comprometer financieramente a la Nación **(Hallazgo 4.8.)**
- 6.6.** Cuando se diseñan programas conformados por conjuntos de licitaciones sucesivas, como el caso del Renovar, deben tomarse los recaudos necesarios para lograr que los objetivos de cada una de ellas, tenga su correlato en las siguientes. En este sentido deben definirse variables en la etapa de planificación, para procurar que se cumplan los beneficios esperados de las políticas públicas, en el caso del presente informe, con relación a potencia a



instalar y beneficios vinculados con la reducción de precios de una ronda a otra
(Hallazgos 4.9. y 4.9.1. y 4.12.)

6.7. Considerar, en la ejecución de cualquier política pública, los lineamientos establecidos en la norma que determina su creación, toda vez que una correcta planificación, ejecución y evaluación, contribuirán al cumplimiento de objetivos generales allí planteados **(Hallazgo 4.14.)**

6.8. Contar con una planificación que estime previamente escenarios de precios de la energía, y un monitoreo que los contraste con el precio obtenido de los proyectos operativos de las distintas rondas, permitirá disponer de información valiosa para futuras iteraciones de los procesos licitatorios. A su vez, un planeamiento energético integrado, permitiría prever y coordinar un desarrollo armónico entre los subsistemas de generación y transporte eléctrico.

Habida cuenta de la relevancia de los beneficios fiscales como herramienta de fomento, se recomienda trabajar de manera coordinada con las áreas intervinientes para evitar situaciones (falta de pago, pago parcial y demoras) que desalienten su solicitud y, en consecuencia, la participación en los programas de gobierno.

Asimismo, se sugiere un control activo y permanente sobre los beneficios fiscales y las inversiones de las empresas, para facilitar la medición de la efectividad del Programa.

Lo mismo se recomienda con relación a la vinculación de la SE con los Organismos que realizan tareas complementarias que resultan fundamentales para el funcionamiento eficiente del Programa. El INTI, en definitiva, se constituye en un brazo ejecutor ineludible de la política pública **(Hallazgo 4.15.)**

7. CONCLUSIONES

El Programa Renovar se constituye en una herramienta del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables, a partir de la compra, mediante procedimientos licitatorios, de energía renovable en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Además de la contraprestación económica que pagan quienes compran la energía, el Estado Nacional dispone ciertas ventajas para los participantes, tales como beneficios fiscales, financiamiento y garantías, entre otros. La AGN constató



Auditoría General de la Nación

debilidades tanto en el proceso de planificación, como durante su ejecución y evaluación.

Con relación a la etapa de planificación, no se definieron metas, indicadores y/o evaluaciones de desempeño, que permitan medir la eficacia y efectividad de los elementos esenciales del Programa (precio y potencia instalada). Tampoco se fundamentó la distribución geográfica de los recursos tecnológicos, según los principios de diversificación y federalización de la matriz energética, en relación con la capacidad de transporte disponible y a la optimización de los recursos disponibles. Se observó asimismo ausencia de fundamentación en la elección de los beneficios fiscales incorporados y falta de definición de plazos para su otorgamiento, lo cual dificultó su implementación.

La asimetría detectada entre los conceptos de precios máximos de adjudicación, costos de inversión y rentabilidad empresarial, revela también cierta inconsistencia en el proceso de planificación de la política pública.

Si bien las herramientas de fomento descritas en el informe fueron implementadas para brindar certeza y seguridad jurídica a las inversiones renovables, frente a la necesidad de cumplir las metas porcentuales definidas en las leyes de fomento, la distribución de las cargas contractuales resultó desproporcionada, si se consideran la totalidad de los beneficios a disposición de los participantes.

El dictado de la Resolución ex MINEM 202/16, con posterioridad a la convocatoria de la ronda 1 del Renovar, permitió que ciertas empresas accedan al Programa con precios superiores a los establecidos para la ronda 1 y subsiguientes. La Secretaría de Energía se mantuvo al margen de las operaciones de cesión y/o transferencias accionarias de las empresas participantes, lo cual debilita los controles y da cuenta de una falta de coordinación entre los gestores de la política pública, en este caso CAMMESA y la Secretaría de Energía.

Respecto de la ejecución del Renovar, la AGN constató debilidades con relación a los conceptos de potencia, capacidad de transporte, precio, abastecimiento y beneficios fiscales.

En relación con la potencia, el 37% de la adjudicada no pudo instalarse, reduciendo la eficiencia del Programa y el beneficio esperado, y desacelerando la expansión de la energía renovable. Esta cuestión se acentuó en las sucesivas rondas y afectó la eficacia del Renovar. También en este punto, se constató ineficacia en la instalación de tecnologías no competitivas, en comparación con las modalidades solar



Auditoría General de la Nación

y fotovoltaica. Como se dijo en párrafos previos, la diversificación de la matriz energética constituye un objetivo de la política de fomento en general.

La capacidad de transporte constituye un recurso escaso y de uso intensivo por el Renovar, que debió ser administrado de manera eficiente y coordinada. Las sucesivas rondas dieron cuenta de una saturación en la capacidad de transporte no prevista que, en definitiva, tornó ineficiente la asignación de potencia y alteró el logro de los objetivos. Sucede que el éxito de cualquier política de generación eléctrica, renovable o no, precisa mecanismos de evacuación de la energía generada, a través de redes de transporte idóneas. Se trata de un concepto trascendente, no solo en la generación eléctrica sino en la producción de energía en general.

A propósito del precio, el Renovar no logró instalar los proyectos que comprometían energía a valores más competitivos. Efectivamente, la energía que no logró instalarse tenía, en promedio, un precio menor respecto de la energía abastecida. Esto impactó negativamente en el precio promedio de la energía renovable, en general, y limitó la progresiva reducción de su costo en las sucesivas rondas, en particular.

Respecto al concepto de abastecimiento de energía, la AGN constató, por un lado, un desvío en las previsiones de las licitaciones, con causa en el déficit de los proyectos no habilitados. Por el otro lado, un menor aporte de energía que la esperada para cada ronda. Ambas cuestiones redujeron la contribución a los objetivos del Programa.

En cuanto a los beneficios fiscales, se verificaron debilidades en torno a su implementación y aplicación, así como falta de coordinación con el INTI, organismo colaborador en este sentido. También se constató un uso diferenciado e injustificado del tipo de cambio para el cálculo y otorgamiento de los beneficios. Tales cuestiones impidieron a la Secretaría de Energía realizar controles oportunos e impactaron negativamente en el desarrollo financiero de los proyectos.

Debe señalarse que durante el período auditado no se emitieron certificados fiscales por componente nacional, lo que ocasionó la no ejecución de sus recursos y tuvo nula efectividad para el desarrollo de la industria nacional.

Por último, se comprobó que la ex Subsecretaría de Energías Renovables incumplió las previsiones del Decreto 202/17 vinculadas con la comunicación de la declaración jurada de intereses positiva a la Oficina Anticorrupción y a la SIGEN en el marco del proyecto PHA712 – Lunlunta.



Auditoría General de la Nación

El desarrollo de las energías renovables fue establecido como un objetivo estratégico por parte del PEN. Los problemas señalados a lo largo del informe, dan cuenta de déficits estatales para planificar y promover su desarrollo. La mejora de los procesos auditados contribuirá a la continuidad de una política central para la transición energética nacional, en un contexto de cambio climático.

A su vez, el desarrollo de políticas públicas renovables efectivas, con metas definidas y a través de un uso eficiente de recursos, habilitará condiciones favorables y asequibles para los usuarios de la energía eléctrica en general (sectores productivos y usuarios residenciales), mediante la prestación un servicio público sostenible, con foco en los conceptos de calidad y de justicia y razonabilidad tarifaria.

Buenos Aires, 5/9/2023.



ANEXO I
(SIGLARIO/GLOSARIO por orden alfabético)

A

AGEERA: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina

AGN: Auditoría General de la Nación

Autogeneración Distribuida: un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. (Cfr. Res. SE 269/2008)

B

BBFF: Beneficios Fiscales

BCRA: Banco Central de la República Argentina

BICE: Banco de Inversión y Comercio Exterior

BM: Banco Mundial

BRS: Biomasa Relleno Sanitario

C

CAEER: contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables

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

CN: Componente Nacional

CND: Componente Nacional Declarado

D

DNER: Dirección Nacional de Energías Renovables

DNGE: Dirección Nacional Generación Eléctrica

DNTDE: Dirección nacional de Transporte y Distribución Eléctrica

E

EOL: Energía Eólica

ERNC: Energía Renovable no Convencional

F

Factor de Incentivo: incremento nominal del Precio Adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera de los Proyectos. Se establece para cada Año Calendario y se aplica a cada mes de ese año calendario desde la Fecha de Habilitación Comercial.

FODER: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables



G

GBM o Garantía Banco Mundial: contrato de garantía a ser celebrado entre el Banco Mundial y el FODER, representado por el Fiduciario FODER

GENREN: Programa para desarrollar la Generación de Electricidad de fuentes Renovable

GW: Giga Watts: un millón de kilovatios hora o mil megavatios.

H

HC: Habilitación Comercial

I

INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial, dependiente del ex Ministerio de Producción, actual Ministerio de Desarrollo Productivo.

L

Limitación o Limitaciones: nodos o líneas del SADI y/o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte ubicados aguas debajo de los PDIs y en los cuales existe una capacidad (medida en MW) máxima operativa y/o disponible para adjudicación en esta Convocatoria.

M

ME: Ministerio de Energía

MECON: Ministerio de Economía

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MINEM: Ministerio de Energía y Minería

MW: Mega Watts: unidad de potencia equivalente a un millón de vatios

N

NDC: Contribución Determinada Nacional

O

OA: Oficina Anticorrupción

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

ONP: Oficina Nacional de Presupuesto

P

PAFT: Prestadores Adicionales Función Técnica de Transporte

PAH: Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico

PBC: Pliego de Bases y Condiciones



PDI o Punto de Interconexión: Nodo o línea del SADI y/o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte al que el Proyecto se interconectará en forma directa y/o a través de otros nodos existentes o a construir.

PEE: Principio Efectivo de Ejecución

PMA: Precio Máximo Adjudicación

POA: Precio ofertado ajustado

POGBM: Precio Ofertado con Garantía Banco Mundial

POSINGBM: Precio Ofertado sin Garantía Banco Mundial

PPA: Power Purchase Agreement (Contrato de compraventa de energía)

R

RenMDI: Convocatoria abierta para recibir Manifestaciones de Interés (MDI) de proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar Generación Renovable

RPE o Reporte de Producción de Energía: se entiende un informe de producción de energía realizado y certificado por un Consultor Independiente Calificado.

S

SADI: Sistema Argentino De Interconexión.

SE: Secretaría de Energía

SFV: Solar fotovoltaica

SIGEN: Sindicatura General de la Nación

SPE: Sociedad vehículo de propósito específico constituida en la República Argentina, propietaria o titular de un derecho irrevocable sobre un único Proyecto.

SSER: Subsecretaría de Energías Renovables

SSERyEE: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética

T

TCN: Total Componente Nacional

U

UAI: Unidad de Auditoría Interna



ANEXO II Comentarios de la SE



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Nota

Número: NO-2023-98230237-APN-SE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Miércoles 23 de Agosto de 2023

Referencia: EX-2023-89574143- -APN-SE#MEC - NOTA N° 65/23 - AG7, reiteratoria de la Nota N° 58/23 - AG7-Actuación N° 217/21 AGN

A: Dr. Gabriel Mihura Estrada (Auditoría General de la Nación)|

Con Copia A:

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en respuesta a la NOTA N° 65/23 - AG7, reiteratoria de la NOTA N° 58/23 - AG7, referente a la Actuación AGN N° 217/21, mediante la cual esa AUDITORÍA GENERAL DE LA NACIÓN remitió copia del proyecto de informe de auditoría referido al "Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables / Renovar", realizado en el ámbito de esta Secretaría de Energía, periodo auditado comprende desde el inicio del programa (18/05/2016 al 31/12/2020, ronda 1) hasta la fecha establecida para el cumplimiento de la tercera meta fijada por la Ley N° 27.191 (31/12/21), "Ley de fomento de energías renovables".

Al respecto, se remite por la presente copia de la Nota N° NO-2023-96600254-APN-SSEE#MEC, suscripta por el Sr. Subsecretario de Energía Eléctrica, mediante la cual se ponen en conocimiento de ese organismo, las observaciones y/o comentarios que esta Secretaría de Energía considera oportuno realizar, respecto del citado proyecto de informe de auditoría.

Sin otro particular saluda atte.



Auditoría General de la Nación

Digitally signed by Flavia Gabriela Royón
Date: 2020.08.20 13:00:40 -0500

Flavia Gabriela Royón
Secretaria
Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

Digitally signed by Flavia Gabriela Royón
Date: 2020.08.20 13:00:40 -0500



Auditoría General de la Nación



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Nota

Número: NO-2023-96600254-APN-SSEE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Viernes 18 de Agosto de 2023

Referencia: Respuesta a la Nota N° 65/23, reiteratoria de la Nota N° 58/23 – AG7 NOTA N° 12/23 – DCSEyA - Actuación N° 217/21 AGN.

A: María Florencia Alvarez Travieso (SSCIE#MEC),

Con Copia A: Karina Pascual (SSCIE#MEC).

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en respuesta a la NOTA N° 65/23 - AG7 (NO-2023-89930809-APN-SSCIE#MEC), reiteratoria de la Nota N° 58/23 – AG7, referente a la Actuación AGN N° 217/21, por la cual la AUDITORÍA GENERAL DE LA NACIÓN remitió copia del proyecto de Informe de Auditoría referido al "Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables / Renovar", realizado en el ámbito de la Secretaría de Energía, período auditado comprende desde el inicio del Programa (18/05/2016 al 31/12/2020, ronda 1) hasta la fecha establecida para el cumplimiento de la tercera meta fijada por la Ley N° 27.191 (31/12/21) "Ley de fomento de las energías renovables".

Al respecto, remitimos los comentarios y/o aclaraciones formuladas al proyecto de Informe de auditoría referido al "Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables/Renovar", indicando en cada caso la página del informe a la cual se hace referencia.

Página. 22 : se debería modificar el título del Cuadro 11:

Donde dice: montos globales erogados en concepto de beneficios fiscales en U\$S; debería decir: montos en USD de los Certificados de Inclusión otorgados.



Auditoría General de la Nación

Debe aclararse que no se produce erogación de montos por beneficios fiscales al otorgar los Certificados de Inclusión ya que los proyectos pueden o no hacer uso de la aplicación de los beneficios.

Página 23. Cuadro 12. Se cita como fuente la NO-2022-106043013-APN-P#INTI

Cuadro 12: Porcentaje que representaron los BBFF sobre inversiones previstas

	Ronda 1	Ronda 1.5	Ronda 2	Ronda 3	%
Menos del 10%	1	0	2	2	8
Entre el 10% y 25%	5	2	14	0	35
Entre el 25% y 40%	9	7	11	1	47
Mas del 40%	1	5	0	0	10
Total	16	14	27	3	100

Este cuadro fue elaborado en base a los proyectos a los que INTI realizó la Auditoría de Principio Efectivo de Ejecución a la fecha de emisión de la nota NO-2022-106043013-APN-SOEP#INTI. La auditoría de principio efectivo de ejecución solo permite acreditar si los proyectos alcanzaron el 15% del valor total de la inversión (según valor de referencia por tecnología y por ronda establecido en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones). De ninguna manera representa los beneficios que los proyectos percibieron.

Por lo cual el título debería ser: Auditorías de Principio Efectivo de Ejecución realizadas por INTI, a la fecha del Informe de AGN.

Se adjunta Excel con detalle auditorías de Principio Efectivo de Ejecución realizadas por INTI, por Ronda y Tecnología, con cita del Acto Administrativo (Disposición o Resolución) que certificó lo auditado.

Página 37: en el Cuadro 16: Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y Tecnología



Auditoría General de la Nación

Se mencionan 187 contratos pero se firmaron 181, por lo que se debería reemplazar por el siguiente:

Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y Tecnología					
Contratos suscriptos por Rondas					
Tecnología	1	1.5	2	3*	Total
Eólica	12	10	11	9	42
SFV	4	20	16	12	52
Biomasa	2	0	15	0	17
Biogás	6	0	30	10	46
Biogás (BRS)	0	0	3	1	4
PAH	5	0	9	6	20
Total	29	30	84	38	181

Se suscribieron 38 contratos por Ronda 3, ya que hubo 6 proyectos a los que no firmaron. Se adjunta Excel detalle contratos firmados por Rondas 1, 1.5, 2 y 3. No se incluyó en este detalle los contratos firmados por Resol.202/16.

Página 49: Inciso b), en el Informe se indica:

" Inciso b) Controles y Autorización: La Disposición SSER 68/17 no estipuló plazos para que la DNGE (ex DNER) controle y apruebe los comprobantes presentados por los beneficiarios de certificados de inclusión (lotes) para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias.

El "Manual instructivo de devolución anticipada de IVA", por su parte, tampoco contempló plazos para que la Autoridad de Aplicación efectúe el control y aprobación de los lotes generados y enviados por los beneficiarios. Del análisis de la información remitida por la DNGE se identificó que el plazo transcurrido la generación de del lote para el beneficio de devolución anticipada de IVA, y su autorización varía entre 0 días y 406 días.



Auditoría General de la Nación

Esta situación trae aparejadas asimetrías entre los distintos beneficiarios, e imprevisibilidad en el proceso de aplicación de los beneficios promocionales establecidos, limita el acceso a la vía de reclamos en los casos en donde los beneficiarios consideren que los plazos insumidos por la DNGE para su actuación resulten excesivos o no los consideren razonables y/o en caso de silencio de la Administración, sin perjuicio de la normativa general establecida en la Ley de Procedimiento Administrativo."

En este punto, la AGN hace referencia a estos proyectos y Lotes en las Notas 108 y 109:

Nota 108: R20PAH712 – PAH Lmhunta - LOTE 8061; R15SFV15 - P.S.Nonogasta - LOTE 5101 y R10SFV38 – P.S. Cauchari I - LOTE 8041.

Al respecto se informan los días transcurridos entre la generación del Lote y su Aprobación en el servicio web de AFIP:

PAH 712 - LOTE	Montos autorizados	fecha generacion lote	fecha aprobacion lote	EX-2018-64510420- -APN-DGDOMEN#MHA			Dias
8061	156.606,74	15/11/2019	15-nov-19	IF-2019-111023083-APN-DBFYD#MHA	17-dic-19	orden 35	-32
SFV-15 - LOTE	Montos autorizados	fecha generacion lote	fecha aprobacion lote	EX-2017-06935495- -APN-DDYME#MEM			
5101	75.959,06	20-may-19	20-may-19	IF-2019-47950265-APN-DNER#MHA	21-may-19	orden 52	-1
SFV-38 LOTE	Montos autorizados	fecha generacion lote	fecha aprobacion lote	EX-2019-00748683- -APN-DGDOMEN#MHA			
8041	39.092,58	15-nov-19	15-nov-19	IF-2019-111103216-APN-DBFYD#MHA	17-dic-19	orden 32	-32

Se aclara que una vez que la empresa presenta el lote de comprobantes a través del Servicio Web AFIP Ley 26.190 debe presentar también la documentación respaldatoria, como certificaciones contables de ser necesario, y no hay un tiempo estipulado para que la empresa complete la documentación requerida, por lo cual no es posible su autorización en el referido servicio web hasta tanto no envíe la documentación respaldatoria correspondiente.

En el caso específico mencionado en la Nota 109 : Lote 4144 de Cordillera Solar I S.A., los comprobantes presentados en 2018 habían sido rechazados por duplicados y la Firma volvió a presentar el Lote en fecha 14 de



Auditoría General de la Nación

marzo de 2019 y fue aprobado el 24 de abril de 2019, con lo cual la demora fue de 21 días.

SFV-49 LOTE	Montos autorizados	fecha nueva generacion lote	fecha aprobacion lote	EX-2018-44774023- -APN-DGDO#MEN			Días
4144	28.749,83	14-mar-19	24/4/2019	IF-2019-20423960-APN-DNER#MHA	4-abr-19	orden 44	-21

De la impresión de pantallas del Servicio Web AFIP Ley 26.190, surge la fecha de ultima generación del Lote y la Fecha de su Aprobación:

Identificación de Proyecto (SINRA)	SFV	Montos Autorizados	Fecha Autorización por A.G.	Fecha Programada de Inicio de Operación	Fecha de Autorización Comercial Intermedia	Fecha de Autorización Comercial Final	Fecha de Inicio de Obras de Infraestructura (Según Plan de Obra)	Alcance y Descripción de Obras	FFV (Evaluación Integrada) (S/0)	Comentarios
001	402944	28.749.83	2019/03/14	2019/03/14	2019/03/14	2019/03/14	-	28.749.830 S/0	28.749.830 S/0	28.749.830 S/0

Identificación de Proyecto (SINRA)	SFV	Montos Autorizados	Fecha Autorización por A.G.	Fecha Programada de Inicio de Operación	Fecha de Autorización Comercial Intermedia	Fecha de Autorización Comercial Final	Fecha de Inicio de Obras de Infraestructura (Según Plan de Obra)	Alcance y Descripción de Obras	FFV (Evaluación Integrada) (S/0)	Comentarios
001	402944	28.749.83	2019/03/14	2019/03/14	2019/03/14	2019/03/14	-	28.749.830 S/0	28.749.830 S/0	28.749.830 S/0

Página 52: Cuadro 17:

Donde dice: Cuadro 17: Empresas incorporadas a partir de la Resolución ex MINEM 202/16; debería decir: Empresas eólicas incorporadas a partir de la Resolución ex MEyMN° 202/16



Auditoría General de la Nación

Ello debido a que también se incorporaron 2 proyectos solares y un proyecto de Biomasa:

NIPRO	NOMBRE PROYECTO	SPE
R22BM01	C.T. La Florida	COMPAÑIA ELECTRICA LA FLORIDA S.A.
R22SFV01	P.S. Solares de la Punta	ENERGÍAS RENOVABLES S.A.
R22SFV02	P.S. Cerros del Sol	PROMOTORA DE ENERGÍA SOLAR S.A.

Página 53: En el Informe se indica:

"Ahora bien, el precio máximo adjudicado de la ronda 1 de Renovar fue de 67,19 U\$S/MWh. En las rondas 1.5 y 2 el precio siguió a la baja, en 54 U\$S/MWh y 41 U\$S/MWh respectivamente.

Es decir, se presentó una situación inequitativa entre las empresas que compitieron en la ronda 1 del Renovar y aquellas que se incorporaron a sus regulaciones a través de la Resolución ex MINEM 202/16.

Efectivamente, no variando sustancialmente las condiciones de participación empresarial entre ambas resoluciones, ya que los costos de producción de la energía son similares, por su contemporaneidad y mayormente por ubicación, para las empresas que se incorporaron al Renovar por la Resolución ex MINEM 202/16 que para aquellas que participaron en la ronda 1, las empresas que ingresaron con posterioridad a la ronda 1 del Renovar, sin competir en la licitación, obtuvieron precios superiores".

Cabe destacar que en los Considerandos de la Resolución ex MEyM N° 168/2017 se analizó que los proyectos eólicos de titularidad de GENNEIA S.A., PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I S.A., PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II S.A. y PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III S.A., quedan comprendidos por lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 4° de la Resolución N° 202/2016 y, además, cumplen con lo establecido en el inciso 1) del citado artículo, debido a que requieren para su vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) obras de transmisión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), encontrándose prevista la vinculación en dicho nivel de tensión en los Contratos de Abastecimiento MEM celebrados entre CAMMESA y ENARSA en el marco de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 712/2009 por dichos proyectos, sin que se hubiere iniciado aún la ejecución de las obras correspondientes.

Las citadas empresas, mediante la presentación obrante en el expediente EX-2016-04523572- APN-DDYME#MEM, pusieron en conocimiento que han acordado asumir en forma conjunta la co-dirección, responsabilidad de ejecución y financiación de las Obras de Conexión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV) en



la Estación Transformadora de Puerto Madryn ("Obra de Conexión en 500 kV"), de conformidad con los términos y condiciones básicos que informan y cuya autorización por esta Autoridad de Aplicación solicitan, en los términos del artículo 6º, inciso 19), de la Resolución N° 202/2016. Al respecto se indica en los Considerandos que las empresas estimaron un presupuesto por la inversión total asociada a la Obra de Conexión en 500 kV en DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y NUEVE MILLONES SEISCIENTOS NOVENTA Y TRES MIL CIENTO OCHENTA Y CINCO (USD 49.693.185) más el Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) aplicable.

A raíz de la presentación efectuada por las empresas mencionadas se determinó un precio único y total a abonar por la energía suministrada en el marco de los nuevos Contratos de Abastecimiento MEM a suscribir por los titulares de los proyectos de inversión que asumen la Obra de Conexión en 500 kV aludida. A su vez, para la determinación del precio de la energía eléctrica a suministrar, a ese monto debe añadirse el identificado como costo de interconexión por la construcción de la Obra de Conexión en 500 kV, según lo previsto en el artículo 8º de la Resolución N° 202/2016.

En la Resolución ex MEyM N° 168/2016 se indica: *"Que en ese contexto, uno de los objetivos centrales perseguidos por la citada medida fue obtener una significativa reducción del precio a abonar por la energía suministrada en el marco de los nuevos Contratos, acercándolo, en todo lo que fuere posible, a los precios resultantes de un nuevo proceso público y competitivo, dotado de reglas sólidas y transparentes, que se desarrollaba en forma concomitante al dictado de la Resolución N° 202/2016, es decir, la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional iniciada por la Resolución N° 136/2016, denominada "Programa RenovAr – Ronda 1."*

"Que en la persecución de dicho objetivo se consideraron dos aspectos relevantes: el primero, relativo a que algunos proyectos eventualmente en condiciones de acogerse a lo previsto en la Resolución N° 202/2016 requieren para su vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) obras de transmisión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), habiendo estado prevista la vinculación en ese nivel de tensión en los Contratos de Abastecimiento MEM celebrados entre CAMMESA y ENARSA en el marco de la Resolución N° 712/2009, de modo que su concreción requerirá inversiones adicionales para dicha vinculación, circunstancia que amerita un tratamiento diferencial, toda vez que el costo de las obras a ejecutar debe quedar cubierto con el precio de la energía eléctrica a suministrar, de acuerdo con lo establecido en los contratos originalmente celebrados; el segundo, que la medida dictada estaba dirigida a contratos celebrados bajo un régimen jurídico sectorial distinto —fundamentalmente, la Ley N° 26.190 en su redacción original, su Decreto reglamentario N° 562/2009 y las Resoluciones Nros. 712/2009 y 108/2011."

Para el cálculo del precio de los contratos de los proyectos eólicos incorporados por Resolución ex MEyM N° 168/2017 se tomó la fórmula establecida en el Artículo 7 inciso 1) de la Resolución ex MEyM N° 202/2016: $P = 1/3 * 85 + 2/3 * PMA$, por la cual se tomó un tercio del precio de 85 USD/MWh y se le sumaron dos tercios del precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico de la Ronda 1 del Programa RenovAr, Corredores Patagonia y Comahue, que fue de 65 USD/MWh y a ese resultado de 71,66 USD/MWh se le incluyó el factor de ajuste y se le sumaron 3,90 USD/MWh en concepto de componente de interconexión, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 8 de la citada Resolución N° 202/2016 y en los considerandos de la Resolución N° 168/2017, para arribar al precio de 76,23 USD/MWh.

Dado que se trataba de parques eólicos que habían sido proyectados en el marco de la Resolución N° 712/2009 y surgidos de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 001/2009, con precios de 125,2 USD/MWh, con esta modificación en el cálculo de la Resolución N° 202/2016, se readecuaron los precios con una significativa reducción del 39%, incluyendo los costos de interconexión examinados.



Páginas 54-55 – Pto. 4.6. En el Informe se indica:

“Si bien los contratos establecen que la parte vendedora debe notificar a CAMMESA las operaciones vinculadas con cesiones, gravámenes y/o transferencias de derechos y obligaciones en el marco de los contratos, lo cierto es que el desconocimiento de estas situaciones por parte de la Autoridad de Aplicación impide no solo el ejercicio efectivo y eficiente de su función de control y sanción, sino también, tomar medidas en casos de incumplimientos a la Ley de Ética Pública y normas complementarias”

Y continúa: *“La situación da cuenta, además, de una falta de coordinación entre las funciones de la Autoridad de Aplicación y CAMMESA, en su carácter gestor del Programa.”*

Al respecto se informa, que respecto de las ventas y/o cesiones de proyectos y/o de centrales, las empresas notificaron a CAMMESA quien posteriormente suscribió las respectivas Adendas a los Contratos de Abastecimiento, las cuales constituyen ampliaciones de los contratos entre partes, no recibiendo habitualmente la Autoridad de Aplicación copia de las Adendas que se suscriben, a excepción que las mismas integren un expediente presentado por CAMMESA ante la Autoridad de Aplicación, con motivo de solicitudes de Fuerza Mayor u otras similares planteadas por las firmas.

Página 61 y siguientes. Potencia instalada que desaceleró la expansión de generación renovable:

Se comparten los criterios señalados en el Punto 4.9, ya que de haberse habilitado toda la potencia adjudicada, el Programa RenovAR hubiera permitido una mayor generación de energía de fuentes renovables, especialmente de tecnología solar, como se indica en el Pto. 4.12.1.

Página 85 - Con relación a lo indicado en el Informe de AGN:

“De 201 proyectos adjudicados, se realizaron 101 informes para la obtención del PEE. El número disminuye notablemente para el caso de las auditorías FODER; del universo de 87 proyectos que contaban con habilitación comercial, solo se realizaron 9 informes.”

Se aclara en primer lugar que en el Cuadro 21 de Auditorías de INTI se omiten los tipos de Auditorías de Devolución Anticipada de IVA y de Comprobación de Destino de Importaciones, por lo cual la totalidad de Informes Técnicos Contables realizados por INTI a los proyectos del Programa RenovAR es mayor a lo indicado en el Cuadro 21.

TIPO DE AUDITORÍA	UNIVERSO	INFORMES REALIZADOS
PEE	201	101
FODER	87	9



Auditoría General de la Nación

CND	29	2
-----	----	---

Fuente: Elaboración AGN con datos provistos por INTI

El Cuadro 21 debería detallar lo siguiente:

TIPO DE AUDITORÍA	Ronda 1	Ronda 1.5	Resol.202/16	Ronda 2	Ronda 3	INFORMES INTI
PEE	19	19	10	37	4	89
Devol.Ant. IVA	10	16	3	15		44
Comp.Dest.Importaciones	9	16	5	4		34
FODER	10	12	1	11		34
CND	2					2
Total Informes Técnicos Contables de Auditoría						203

El Universo es de 191 proyectos y está compuesto por: 29 Contratos de Ronda 1; 30 Contratos de Ronda 1.5; 10 Contratos de Resol.202/16; 83 Contratos de Ronda 2 y 38 Contratos de Ronda 3. Se adjunta Excel con detalle por Ronda y Tipo de Auditoría.

Página 86. Pto. 4.15.1:

En el Informe se hace referencia a la demora en la Devolución Anticipada de IVA manifestada en ocasión del taller de planificación de auditoría celebrado el 28/04/22.

Al respecto se indica, que la demora en la percepción del beneficio de Devol. Anticipada de IVA no es imputable a la Secretaría de Energía, ya que se ha actuado conforme a la normativa vigente, con la mayor celeridad posible en el análisis y autorización de los lotes de comprobantes presentados. Ello no va en desmedro de los beneficios fiscales como incentivos para la inversión.

No obstante, lo cual, como establece el Artículo 30 de la RG FIP N° 4101/2017, AFIP se reserva el ejercicio de facultades verificación, fiscalización y determinación de las obligaciones a cargo del responsable, por lo cual la



Auditoría General de la Nación

Autoridad de Aplicación del Programa Renovar no tiene incumbencia para gestionar una aceleración de los tiempos de acreditación de los importes a los beneficiarios.

Página 90. Tipo de cambio utilizado en la aplicación de los beneficios fiscales

Tal como indica el Informe de la AGN, en la Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC se respondió a la pregunta 4.13 formulada en la NOTA N° 75/22 AG7 - EX-2022-98517116- -APN-SE#MEC – Auditoría AGN sobre “Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables/Renovar”.

La pregunta 4.13 requería informar: *“4.13. ¿Cuál es el fundamento para establecer el tipo de cambio dólar para el cálculo de los beneficios fiscales?”*

En la citada Nota se respondió que la moneda aplicable en los beneficios fiscales es el peso, pero a los efectos del cómputo de la utilización de los beneficios, la Dirección realizará la conversión a dólares estadounidenses utilizando la cotización divisas del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina, ya que así lo establece el Artículo 6 del Anexo II de la Resolución N° 414 de fecha 24 de julio de 2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (por la cual se modificaron los Anexos I y II de la Resolución N° 72/2016).

Sin embargo, en la página 90 se analiza un supuesto distinto, que es del cálculo de los beneficios fiscales adjudicados en las Ofertas de las Rondas 1 y 1.5 y se concluye que se aplicó el tipo de cambio vendedor del BCRA y no la cotización divisas del tipo de cambio vendedor del BNA.

Se aclara que la emisión de la Resolución N° 414/2019 fue posterior al análisis de beneficios a adjudicar de las Rondas 1 y 1.5 en el año 2016, por lo cual en esa oportunidad se aplicó lo indicado en el Pliego de Ronda 1 aprobado por la Resolución ex MEyMN° 136/2016, en el cual se definía que el tipo de cambio era el de BCRA.

“Tipo de Cambio”: significa, para cualquier Día Hábil, (a) el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” publicado por el Banco Central de la República Argentina para tal Día Hábil o (b) si el Banco Central de la República Argentina no ha publicado por cualquier razón el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” para tal Día Hábil, el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” publicado por el Banco Central de la República Argentina para el Día Hábil más cercano dentro del mismo mes calendario o (c) si el Banco Central de la República Argentina no ha publicado por cualquier razón el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” para el mes calendario en el cual se encuentra comprendido tal Día Hábil, el tipo de cambio que acuerden las Partes y que sea aprobado por la Autoridad de Aplicación o, (d) a falta de acuerdo entre las Partes, el que se determine la Autoridad de Aplicación.

Se adjuntan embebidos a la presente: Excel resumen auditorías INTI y Excel cuadro 16 detalle contratos firmados.

Sin otro particular saluda arte.



Auditoría General de la Nación

Digitally signed by Santiago Yanotti
Date: 2023.08.19 09:00:21 -0300

Santiago Yanotti
Subsecretario
Subsecretaría de Energía Eléctrica
Ministerio de Economía

Digitally signed by Santiago Yanotti
Date: 2023.08.19 09:00:21 -0300



ANEXO III Análisis de los Comentarios de la SE

Respecto de los comentarios vertidos por la SE con relación a los hallazgos y recomendaciones esta Auditoría considera procedentes las siguientes aclaraciones:

AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>Aclaraciones previas</p> <p>Página. 22 : se debería modificar el título del Cuadro 11:</p>	<p>Montos globales erogados en concepto de beneficios fiscales en U\$S; debería decir: montos en USD de los Certificados de Inclusión otorgados.</p> <p>Debe aclararse que no se produce erogación de montos por beneficios fiscales al otorgar los Certificados de Inclusión ya que los proyectos pueden o no hacer uso de la aplicación de los beneficios.</p>	<p>Si bien título refiere a montos otorgados en los Certificados de Inclusión, se acepta la propuesta y se modifica el título del Cuadro 11 por “Montos de los Certificados de Inclusión otorgados (U\$S)”</p>
<p>Aclaraciones previas</p> <p>Página 23. Cuadro 12. Porcentaje que representaron los BBFF sobre inversiones previstas</p> <p>Se cita como fuente la NO-2022-106043013-APN-P#INTI</p>	<p>Este cuadro fue elaborado en base a los proyectos a los que INTI realizó la Auditoría de Principio Efectivo de Ejecución a la fecha de emisión de la nota NO-2022-106043013-APN-SOEP#INTI. La auditoría de principio efectivo de ejecución solo permite acreditar si los proyectos alcanzaron el 15% del valor total de la inversión (según valor de referencia por tecnología y por ronda establecido en los respectivos Pliegos de Bases y Condiciones). De ninguna manera representa los beneficios que los proyectos percibieron.</p> <p>Por lo cual el título debería ser: Auditorias de Principio Efectivo de Ejecución realizadas por INTI, a la fecha del Informe de AGN.</p>	<p>La fuente del cuadro es la información proporcionada por el INTI. Se agregará en el título del cuadro la fuente, para evitar confusiones.</p>
<p>Aclaraciones previas</p> <p>Página. 37: en el Cuadro 16: Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y</p>	<p>Se mencionan 187 contratos, pero se firmaron 181, por lo que se debería reemplazar por el siguiente: Cantidad de Contratos de Abastecimiento por Ronda y Tecnología.</p>	<p>Si bien el cuadro fue realizado sobre la base de la información remitida por el auditado en la respuesta a los requerimientos, se modifica según lo sugerido, en el</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
Tecnología.	<p><u>Propone cuadro alternativo ver foja 3 descargo</u></p> <p>Se suscribieron 38 contratos por Ronda 3, ya que hubo 6 proyectos a los que no firmaron. Se adjunta Excel detalle contratos firmados por Rondas 1, 1.5, 2 y 3. No se incluyó en este detalle los contratos firmados por Resol.202/16.</p>	entendimiento de que no implica alterar los hallazgos.
<p>Hallazgo 4.4. La Autoridad de Aplicación no fundamentó la elección de los beneficios fiscales incorporados al Programa y no definió plazos para su proceso de otorgamiento, lo cual dificultó su implementación.</p> <p>Página 49: Inciso b), en el Informe se indica: "Inciso b) Controles y Autorización: La Disposición SSER 68/17 no estipuló plazos para que la DNGE (exDNER) controle y apruebe los comprobantes presentados por los beneficiarios de certificados de inclusión (lotes) para la aplicación de los beneficios de devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias.</p> <p>El "Manual instructivo de devolución anticipada de IVA", por su parte, tampoco contempló plazos para que la Autoridad de Aplicación efectúe el</p>	<p>En este punto, la AGN hace referencia a estos proyectos y Lotes en las Notas 108 y 109: Nota 108: R20PAH712 – PAH Lunlunta - LOTE 8061; R15SFV15 - P.S.Nonogasta - LOTE 5101 y R10SFV38 – P.S. Caucharí I - LOTE 8041. Al respecto se informan los días transcurridos entre la generación del Lote y su Aprobación en el servicio web de AFIP: <u>Propone cuadro alternativo ver foja 4 descargo</u></p> <p>Se aclara que una vez que la empresa presenta el lote de comprobantes a través del Servicio Web AFIP Ley 26.190 debe presentar también la documentación respaldatoria, como certificaciones contables de ser necesario, y no hay un tiempo estipulado para que la empresa complete la documentación requerida, por lo cual no es posible su autorización en el referido servicio web hasta tanto no envíe la documentación respaldatoria correspondiente.</p> <p>En el caso específico mencionado en la Nota 109: Lote 4144 de Cordillera Solar I S.A., los comprobantes presentados en 2018 habían sido rechazados por duplicados y la Firma volvió a presentar el Lote en fecha 14 de marzo de 2019 y fue aprobado el 24 de abril de 2019, con lo cual la demora fue de 21 días.</p>	<p>El hallazgo refiere básicamente a la falta de establecimiento de plazos como elemento normalizador de ciertos procedimientos. Los gráficos propuestos no alteran la redacción del hallazgo, razón por la cual se confirma este y su recomendación.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>control y aprobación de los lotes generados y enviados por los beneficiarios. Del análisis de la información remitida por la DNGE se identificó que el plazo transcurrido la generación de del lote para el beneficio de devolución anticipada de IVA, y su autorización varía entre 0 días y 406 días.</p> <p>Esta situación trae aparejadas asimetrías entre los distintos beneficiarios, e imprevisibilidad en el proceso de aplicación de los beneficios promocionales establecidos, limita el acceso a la vía de reclamos en los casos en donde los beneficiarios consideren que los plazos insumidos por la DNGE para su actuación resulten excesivos o no los consideren razonables y/o en caso de silencio de la Administración, sin perjuicio de la normativa general establecida en la Ley de Procedimiento Administrativo.”</p>	<p><u>Propone cuadro alternativo ver foja 5 descargo</u></p> <p>De la impresión de pantallas del Servicio Web AFIP Ley 26.190, surge la fecha de última generación del Lote y la Fecha de su Aprobación: <u>Propone cuadros alternativos “Sistema Integral de Recupero” ver foja 5 descargo</u></p>	
<p>Hallazgo 4.5.1. Las empresas autorizadas a suscribir contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16 obtuvieron precios superiores a los establecidos para las empresas adjudicatarias del Renovar ronda 1.</p>	<p>Debería decir: Empresas eólicas incorporadas a partir de la Resolución ex MEyM N° 202/16.</p> <p>Ello debido a que también se incorporaron 2 proyectos solares y un proyecto de Biomasa: <u>Propone cuadro foja 6 descargo</u></p>	<p>El hallazgo refiere a la Resolución ex MINEM 168/17 que incorpora las empresas detalladas en el cuadro, por lo que se mantiene el título del cuadro.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
Página 52: Cuadro 17: Empresas incorporadas a partir de la Resolución ex MINEM 202/16.		
Hallazgo 4.5.1. Las empresas autorizadas a suscribir contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16 obtuvieron precios superiores a los establecidos para las empresas adjudicatarias del Renovar ronda 1. Página 53: En el Informe se indica: “Ahora bien, el precio máximo adjudicado de la ronda 1 de Renovar fue de 67,19 U\$/MWh. En las rondas 1.5. y 2 el precio siguió a la baja, en 54 U\$/MWh y 41 U\$/MWh respectivamente. Es decir, se presentó una situación inequitativa entre las empresas que compitieron en la ronda 1 del Renovar y aquellas que se incorporaron a sus regulaciones a través de la Resolución ex MINEM 202/16. Efectivamente, no variando sustancialmente las condiciones de participación empresaria entre ambas resoluciones, ya que los costos de producción de la energía son similares, por su contemporaneidad y mayormente por ubicación, para las empresas	Cabe destacar que en los Considerandos de la Resolución ex MEyM N° 168/2017 se analizó que los proyectos eólicos de titularidad de GENNEIA S.A., PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I S.A., PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II S.A. y PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III S.A., quedan comprendidos por lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 4° de la Resolución N° 202/2016 y, además, cumplen con lo establecido en el inciso 1) del citado artículo, debido a que requieren para su vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) obras de transmisión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), encontrándose prevista la vinculación en dicho nivel de tensión en los Contratos de Abastecimiento MEM celebrados entre CAMMESA y ENARSA en el marco de la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 712/2009 por dichos proyectos, sin que se hubiere iniciado aún la ejecución de las obras correspondientes. Las citadas empresas, mediante la presentación obrante en el expediente EX-2016-04523572-APNDDYME# MEM, pusieron en conocimiento que han acordado asumir en forma conjunta la codirección, responsabilidad de ejecución y financiación de las Obras de Conexión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV) en la Estación Transformadora de Puerto Madryn (“Obra de Conexión en 500 kV”), de conformidad con los términos y condiciones básicos que informan y cuya autorización por esta Autoridad de Aplicación solicitan, en los términos del artículo 6°,	El auditado expone los considerandos de la Resolución ex MINEM 168/17 que autorizó a suscribir contratos de abastecimiento de energía a las empresas detalladas en el hallazgo. También describe las presentaciones realizadas al momento de solicitar dicha autorización por parte de GENNEIA SA, PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA I SA, PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA II SA Y PARQUE EÓLICO LOMA BLANCA III SA., con relación al acuerdo por parte de estas empresas de asumir la codirección, responsabilidad de ejecución y financiación de las obras de conexión de 500 Kv. Transcribe luego algunos considerandos de la Resolución ex MINEM 168/17 y explica los fundamentos para la determinación del precio a pagar a las empresas. Expresa que “Dado que se trataba de parques eólicos que habían sido proyectados en el marco de la Resolución N° 712/2009 y surgidos de la



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>que se incorporaron al Renovar por la Resolución ex MINEM 202/16 que para aquellas que participaron en la ronda 1, las empresas que ingresaron con posteridad a la ronda 1 del Renovar, sin competir en la licitación, obtuvieron precios superiores”.</p>	<p>inciso 19), de la Resolución N° 202/2016. Al respecto se indica en los Considerandos que las empresas estimaron un presupuesto por la inversión total asociada a la Obra de Conexión en 500 kV en DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y NUEVE MILLONES SEISCIENTOS NOVENTA Y TRES MIL CIENTO OCHENTA Y CINCO (USD 49.693.185) más el Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.) aplicable.</p> <p>A raíz de la presentación efectuada por las empresas mencionadas se determinó un precio único y total a abonar por la energía suministrada en el marco de los nuevos Contratos de Abastecimiento MEM a suscribir por los titulares de los proyectos de inversión que asumen la Obra de Conexión en 500 kV aludida. A su vez, para la determinación del precio de la energía eléctrica a suministrar, a ese monto debe añadirse el identificado como costo de interconexión por la construcción de la Obra de Conexión en 500 kV, según lo previsto en el artículo 8° de la Resolución N° 202/2016.</p> <p>En la Resolución ex MEyM N° 168/2016 se indica: “Que, en ese contexto, uno de los objetivos centrales perseguidos por la citada medida fue obtener una significativa reducción del precio a abonar por la energía suministrada en el marco de los nuevos Contratos, acercándolo, en todo lo que fuere posible, a los precios resultantes de un nuevo proceso público y competitivo, dotado de reglas sólidas y transparentes, que se desarrollaba en forma concomitante al dictado de la Resolución N° 202/2016, es decir, la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional iniciada por la Resolución N° 136/2016, denominada “Programa RenovAr – Ronda 1. “Que en la persecución de dicho objetivo se consideraron dos aspectos relevantes: el primero,</p>	<p>Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 001/2009, con precios de 125.2 U\$S, con esta modificación en el cálculo de la Resolución N° 202/2016, se readecuaron los precios con una significativa reducción del 39%, incluyendo los costos de interconexión examinados”</p> <p>No es desconocido por la AGN que las empresas autorizadas a firmar contratos de abastecimiento de Energía Eléctrica en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16 fueron aquellas que participaron en las rondas licitatorias originadas en la Resolución SE 712/09 y que, en efecto, si la comparación se realiza contra dicha Resolución, se logró disminuir el precio por MWh adjudicado.</p> <p>Ahora bien, el hallazgo no se vincula con el programa de donde provenían tales empresas, sino con el Programa Renovar, que es posterior. Es en dicho marco donde se verifica la situación encontrada, toda vez que los precios resultan superiores a aquellos adjudicados a las empresas del Renovar, existiendo contemporaneidad en la producción de energía e identidad en la localización de las plantas.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>relativo a que algunos proyectos eventualmente en condiciones de acogerse a lo previsto en la Resolución N° 202/2016 requieren para su vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) obras de transmisión en QUINIENTOS kilovoltios (500 kV), habiendo estado prevista la vinculación en ese nivel de tensión en los Contratos de Abastecimiento MEM celebrados entre CAMMESA y ENARSA en el marco de la Resolución N°712/2009, de modo que su concreción requerirá inversiones adicionales para dicha vinculación, circunstancia que amerita un tratamiento diferencial, toda vez que el costo de las obras a ejecutar debe quedar cubierto con el precio de la energía eléctrica a suministrar, de acuerdo con lo establecido en los contratos originalmente celebrados; el segundo, que la medida dictada estaba dirigida a contratos celebrados bajo un régimen jurídico sectorial distinto —fundamentalmente, la Ley N° 26.190 en su redacción original, su Decreto reglamentario N°562/2009 y las Resoluciones Nros. 712/2009 y 108/2011."Para el cálculo del precio de los contratos de los proyectos eólicos incorporados por Resolución ex MEyM N°168/2017 se tomó la fórmula establecida en el Artículo 7 inciso 1) de la Resolución ex MEyM N° 202/2016: $P = 1/3 * 85 + 2/3 * PMA$, por la cual se tomó un tercio del precio de 85 USD/MWh y se le sumaron dos tercios del precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico de la Ronda 1 del Programa Renovar, Corredores Patagonia y Comahue, que fue de 65 USD/MWh y a ese resultado de 71,66 USD/MWh se le incluyó el factor de ajuste y se le sumaron 3,90/ USD/MWh en concepto de componente de interconexión, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 8 de la citada Resolución N° 202/2016 y en los considerandos de la Resolución N° 168/2017, para arribar al precio de 76,23 USD/MWh.</p>	<p>Es decir, no se advierte el motivo (ya que no surge expresado en los considerandos de ninguna de las normas analizadas ni en los informes técnicos ni en la respuesta del auditado) por el cual empresas que no participaron de ningún procedimiento de selección, obtienen precios superiores por la misma prestación en el mismo corredor geográfico.</p> <p>Tampoco desconoce la AGN que pudo resultar beneficioso para el Estado la propuesta presentada por las empresas de asumir la codirección, administración y financiamiento de la obra de transmisión, pero tal situación debió preverse al momento de planificar el Renovar, en tanto el ex MINEM no pudo desconocer la situación en la que se encontraban dichas empresas, sobre todo por el escaso tiempo transcurrido entre la convocatoria al Renovar ronda I (mayo de 2016) y la Resolución ex MINEM 202/16 (septiembre de 2016).</p> <p>Por lo expuesto, se ratifican el hallazgo y la recomendación.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>Dado que se trataba de parques eólicos que habían sido proyectados en el marco de la Resolución N° 712/2009 y surgidos de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 001/2009, con precios de 125,2 USD/MWh, con esta modificación en el cálculo de la Resolución N° 202/2016, se readecuaron los precios con una significativa reducción del 39%, incluyendo los costos de interconexión examinados.</p>	
<p>Hallazgo 4.6. Falta de conocimiento de la Autoridad de Aplicación u omisión de informar a esta Auditoría, respecto de operaciones de cesión y/o transferencias accionarias, de algunas de las empresas autorizadas a firmar contratos en el marco de la Resolución ex MINEM 202/16, mencionadas en el hallazgo anterior.</p> <p>Páginas 54-55 "Si bien los contratos establecen que la parte vendedora debe notificar a CAMMESA las operaciones vinculadas con cesiones, gravámenes y/o transferencias de derechos y obligaciones en el marco de los contratos, lo cierto es que el desconocimiento de estas situaciones por parte de la Autoridad de Aplicación impide no solo el ejercicio efectivo</p>	<p>Al respecto se informa, que respecto de las ventas y/o cesiones de proyectos y/o de centrales, las empresas notificaron a CAMMESA quien posteriormente suscribió las respectivas Adendas a los Contratos de Abastecimiento, las cuales constituyen ampliaciones de los contratos entre partes, no recibiendo habitualmente la Autoridad de Aplicación copia de las Adendas que se suscriben, a excepción que las mismas integren un expediente presentado por CAMMESA ante la Autoridad de Aplicación, con motivo de solicitudes de Fuerza Mayor u otras similares planteadas por las firmas.</p>	<p>La SE reconoce el hallazgo por lo que se ratifica este y su recomendación.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>y eficiente de su función de control y sanción, sino también, tomar medidas en casos de incumplimientos a la Ley de Ética Pública y normas complementarias” Y continúa: “La situación da cuenta, además, de una falta de coordinación entre las funciones de la Autoridad de Aplicación y CAMMESA, en su carácter gestor del Programa.”</p>		
<p>Hallazgo 4.9. y siguientes El 37% de la potencia adjudicada por el programa no logró instalarse reduciendo el beneficio esperado y desacelerando la expansión de la generación renovable.</p> <p>Página 61 y siguientes. Potencia instalada que desaceleró la expansión de generación renovable.</p>	<p>Se comparten los criterios señalados en el Punto 4.9, ya que, de haberse habilitado toda la potencia adjudicada, el Programa RenovAR hubiera permitido una mayor generación de energía de fuentes renovables, especialmente de tecnología solar, como se indica en el Pto. 4.12.1.</p>	<p>Se ratifican el hallazgo y su recomendación.</p>
<p>Hallazgo 4.15. La falta de control de los beneficios fiscales y de las inversiones realizadas por las empresas, impidió a la Autoridad de Aplicación medir la incidencia de esta herramienta de fomento en el Programa.</p>	<p>Se aclara en primer lugar que en el Cuadro 21 de Auditorías de INTI se omiten los tipos de Auditorías de Devolución Anticipada de IVA y de Comprobación de Destino de Importaciones, por lo cual la totalidad de Informes Técnicos Contables realizados por INTI a los proyectos del Programa RenovAr es mayor a lo indicado en el Cuadro 21.</p> <p><u>Propone cuadro alternativo ver foja 8 descargo</u></p>	<p>Se analizaron la totalidad de las auditorías, pero se contemplaron las de mayor relevancia para el acceso a los beneficios fiscales (PEE, CND y FODER). Asimismo, en relación a la cantidad de auditorías realizadas, el equipo se basó en la información brindada por INTI en</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>Página 85 - Con relación a lo indicado en el Informe de AGN:</p> <p>“De 201 proyectos adjudicados, se realizaron 101 informes para la obtención del PEE. El número disminuye notablemente para el caso de las auditorías FODER; del universo de 87 proyectos que contaban con habilitación comercial, solo se realizaron 9 informes.”</p>	<p>Fuente: Elaboración AGN con datos provistos por INTI</p> <p>El Cuadro 21 debería detallar lo siguiente:</p> <p>El Universo es de 191 proyectos y está compuesto por: 29 Contratos de Ronda 1; 30 Contratos de Ronda 1.5; 10 Contratos de Resol.202/16; 83 Contratos de Ronda 2 y 38 Contratos de Ronda 3.</p> <p><u>Propone cuadro alternativo ver foja 8 descargo</u></p>	<p>la NO-2022-106043013-APN-P#INTI (Universo de auditorías con fecha de corte al 31/12/2021). El anexo enviado en el descargo no tiene fecha de corte. Incluso la información adicional provista por el auditado, si bien aumenta la cantidad de auditorías realizadas por el INTI, respecto al componente FODER, a 34 auditorías realizadas, no altera la conclusión, al no alcanzar a los 87 señalados en el hallazgo.</p>
<p>Hallazgo 4.15.1. La falta de pago, pago parcial y las demoras en la percepción de los BBFF impactó negativamente en el desarrollo financiero de los proyectos al 31/12/21.</p> <p>Página 86: En el Informe se hace referencia a la demora en la Devolución Anticipada de IVA manifestada en ocasión del taller de planificación de auditoría celebrado el 28/04/22.</p>	<p>Al respecto se indica, que la demora en la percepción del beneficio de Devol. Anticipada de IVA no es imputable a la Secretaría de Energía, ya que se ha actuado conforme a la normativa vigente, con la mayor celeridad posible en el análisis y autorización de los lotes de comprobantes presentados. Ello no va en desmedro de los beneficios fiscales como incentivos para la inversión. No obstante, lo cual, como establece el Artículo 30 de la RG FIP N° 4101/2017, AFIP se reserva el ejercicio de facultades verificación, fiscalización y determinación de las obligaciones a cargo del responsable, por lo cual la Autoridad de Aplicación del Programa Renovar no tiene incumbencia para gestionar una aceleración de los tiempos de acreditación de los importes a los beneficiarios.</p>	<p>Se entiende que el tiempo transcurrido afecta la implementación de la herramienta de fomento, en tanto los montos se desactualizan con el transcurso del tiempo. Se mantienen el hallazgo y la recomendación</p>
<p>Hallazgo 4.15.4. Se detectó la aplicación de un tipo de cambio erróneo en el</p>	<p>Tal como indica el Informe de la AGN, en la Nota NO-2022-116579884-APN-DNGE#MEC se respondió a la pregunta 4.13 formulada en la NOTA</p>	<p>El auditado expresa que el tipo de cambio que correspondía aplicar es el establecido en el PBC de la</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
<p>cálculo de los beneficios fiscales de las Rondas 1 y 1.5, tanto al momento de su adjudicación, cuanto de su otorgamiento, lo cual implicó un reconocimiento en exceso U\$S 4.616.799,50.</p> <p>Página 90. Tipo de cambio utilizado en la aplicación de los beneficios fiscales.</p>	<p>N° 75/22 AG7 - EX-2022-98517116- -APN-SE#MEC – Auditoría AGN sobre “Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables/Renovar”.</p> <p>La pregunta 4.13 requería informar: “4.13. ¿Cuál es el fundamento para establecer el tipo de cambio dólar para el cálculo de los beneficios fiscales?”</p> <p>En la citada Nota se respondió que la moneda aplicable en los beneficios fiscales es el peso, pero a los efectos del cómputo de la utilización de los beneficios, la Dirección realizará la conversión a dólares estadounidenses utilizando la cotización divisa del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina, ya que así lo establece el Artículo 6 del Anexo II de la Resolución N° 414 de fecha 24 de julio de 2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (por la cual se modificaron los Anexos I y II de la Resolución N° 72/2016).</p> <p>Sin embargo, en la página 90 se analiza un supuesto distinto, que es del cálculo de los beneficios fiscales adjudicados en las Ofertas de las Rondas 1 y 1.5 y se concluye que se aplicó el tipo de cambio vendedor del BCRA y no la cotización divisa del tipo de cambio vendedor del BNA. Se aclara que la emisión de la Resolución N° 414/2019 fue posterior al análisis de beneficios a adjudicar de las Rondas 1 y 1.5 en el año 2016, por lo cual en esa oportunidad se aplicó lo indicado en el Pliego de Ronda 1 aprobado por la Resolución ex MEyM N° 136/2016, en el cual se definía que el tipo de cambio era el de BCRA. “Tipo de Cambio”: significa, para cualquier Día Hábil, (a) el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” publicado por el Banco Central de la República Argentina para tal Día Hábil o (b) si el Banco Central de la República Argentina no ha publicado por cualquier razón el</p>	<p>ronda 1 que alude a aquel publicado por el BCRA.</p> <p>El tipo de cambio incorporado en el acápite de las definiciones de los PBC de las rondas 1 y 1.5. corresponde a la evaluación del patrimonio de las empresas en el ámbito de las licitaciones, y a los pagos por energía abastecida, en el marco de los contratos, y no a los beneficios fiscales.</p> <p>El tipo de cambio para la aplicación de los beneficios fiscales es el establecido en el artículo 6 del Anexo II de la Resolución ex MINEM 72/16, luego modificada por su similar 414/19 (Tipo de cambio vendedor del BNA).</p> <p>El Anexo 4 (e) de dichos PBC, que contiene el formulario del certificado fiscal para el componente nacional, surge que deberá adicionarse como referencia el tipo de cambio vendedor del BNA del último día hábil del mes anterior al que se realiza la presentación de la oferta.</p>



AP/Hallazgo / Recomendación/Página	Comentarios del auditado	Análisis de comentarios
	<p>“Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” para tal Día Hábil, el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” publicado por el Banco Central de la República Argentina para el Día Hábil más cercano dentro del mismo mes calendario o (c) si el Banco Central de la República Argentina no ha publicado por cualquier razón el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación “A” 3500 (Mayorista)” para el mes calendario en el cual se encuentra comprendido tal Día Hábil, el tipo de cambio que acuerden las Partes y que sea aprobado por la Autoridad de Aplicación o, (d) a falta de acuerdo entre las Partes, el que se determine la Autoridad de Aplicación.</p>	