

Energías renovables en Argentina: análisis de los precios obtenidos en Renovar

Tesista: Lic. Santiago Fernández

Director de Tesis: Dr. Carlos A. Romero

Buenos Aires, 2020

Maestría en Energía

Universidad de Buenos Aires

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética



Índice

Índice	1
Cuadros	3
Gráficos	3
Tablas	3
Acrónimos	4
Introducción	5
Sector Eléctrico de la Argentina al 2016	8
1.1 Matriz Energética y Eléctrica	9
Legislación Vigente en Materia de Energías Renovables en la Argentina	13
1.2 Ley 25.019	13
1.3 Leyes 26.190 y 27.191	13
1.4 Decreto 531/2016	15
1.5 Decreto 882/2016	16
1.6 Resoluciones del Ministerio de Energía y Minería	17
1.6.1 Resolución 71/2016 del Ministerio de Energía y Minería	17
1.6.2 Resolución 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería	17
1.6.3 Resolución 252/2016 del Ministerio de Energía y Minería	17
1.6.4 Resolución 275/2017 del Ministerio de Energía y Minería	17
1.6.5 Resolución 473/2017 del Ministerio de Energía y Minería	18
1.6.6 Resolución Conjunta 123/2016 y 313/2016	18
Mecanismos Regulatorios	19
1.7 Feed-in Tariff	19
1.8 Incentivos Fiscales y de Inversión	20
1.9 Net Billing y Net Metering	21
1.10 Renewable Portfolio Standard	21
1.11 Subastas	22
1.12 Comparación de Mecanismos para el Desarrollo de las Energías Renovables	23
Renovar	27
1.13 Pliego	27
1.14 Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA	30
1.15 Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables	32
1.16 Inserción de Renovar en la Legislación Argentina	33
1.17 Estructura de la Subasta	35
1.17.1 Discriminación por Tecnología	35
1.17.2 Subastas Ocasionales	36
1.17.3 Duración de los Contratos	37
1.17.4 Precio Máximo de Adjudicación	37
1.17.5 Cláusulas de Ajuste en los Precios	39
1.17.6 Componente Nacional	40
1.17.7 Requerimientos	42
1.17.8 Garantías de Cumplimiento del Oferente	43
1.17.9 Penalidades y Beneficios	44
1.17.10 Conexión y Transporte	44
1.17.11 Financiamiento y Garantías de Pago	45
1.18 Resultados de Renovar	47
1.18.1 Renovar 1 y Renovar 1.5	48
1.18.2 Renovar 2 y Renovar 2.5	51
1.18.3 Resumen	54
1.19 Matriz Eléctrica Post-Renovar	57
Renovar en el Contexto Latinoamericano	63
1.20 Licitaciones en América Latina	63
1.20.1 Chile	63

1.20.2	México.....	68
1.20.3	Perú.....	73
1.21	Comparación de Precios con Argentina.....	75
1.21.1	Clima de Negocios.....	78
1.21.2	Dotación de Recursos Renovables.....	80
1.21.3	Retorno Esperado.....	81
	Conclusiones.....	89
	Bibliografía.....	93
	Fuentes Normativas.....	96
	Argentina.....	96
	Chile.....	97
	México.....	97
	Perú.....	97
	Anexos.....	98
	Anexo I: Pliegos de Renovar.....	98
	Anexo II: Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA.....	101
	Anexo III: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables.....	105
	Anexo IV: Resultados de Renovar 3.....	106
	Anexo V: Precios Obtenidos en Argentina y Perú por Materia Prima Biomásica.....	107
	Anexo VI: Retorno Esperado al Licitarse Renovar 2.....	107
	Anexo VII: Empresas Presentes en Argentina, Chile, México y Perú.....	108

Cuadros

Gráficos

Gráfico 1: Participación de las Energías Renovables en la Oferta Interna de Energía Primaria y en la Generación de Electricidad de la Argentina y de Latinoamérica para el Período 2007-2016	11
Gráfico 2: Potencia Instalada en Argentina para el Período 2007-2016	12
Gráfico 3: Criterio de Empate según el Precio Ofertado en Renovar	41
Gráfico 4: Composición del Activo del FODER al 31 de diciembre de 2017	47
Gráfico 5: Cronograma de cada Ronda de Renovar	48
Gráfico 6: Potencia Adjudicada para cada Tecnología como Porcentaje del Total de cada Ronda.....	55
Gráfico 7: Ofertas Adjudicadas por Tecnología, Ronda y Total	56
Gráfico 8: Precios Promedio Ponderado Adjudicados por Tecnología en cada Ronda de Renovar	57
Gráfico 9: Generación y Participación de Energía Renovable en la Generación de Energía Eléctrica de Argentina y Objetivos de la Ley 27191	59
Gráfico 10: Participación de cada Tecnología en la Generación de Energía Eléctrica de Argentina para el Período 2017 - Primer Semestre de 2019	60
Gráfico 11: Energía y Precios Promedio de las Licitaciones de Energías Renovables Obtenidos en Chile .	68
Gráfico 12: Energía y Precios Promedio de las Subastas de Energías Limpias Obtenidos en México	72
Gráfico 13: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú para la Tecnología Eólica	76
Gráfico 14: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú para la Tecnología Solar	77
Gráfico 15: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú	78
Gráfico 16: Riesgo País de Argentina del 2 de Septiembre de 2011 al 2 de Septiembre de 2016	84
Gráfico 17: Valores del Factor de Ajuste Anual por Año de Producción en Renovar	100
Gráfico 18: Valores del Factor de Incentivo por Año en Renovar	101

Tablas

Tabla 1: Esquema de Remuneración a la Energía Proveniente de Fuentes Renovables en la Argentina...	20
Tabla 2: Potencia Requerida Total y por Tecnología en cada Ronda de Renovar	28
Tabla 3: Precio Máximo a Pagar por cada Tecnología según Licitación	29
Tabla 4: Empate entre Ofertas por el Precio Máximo a Adjudicar por Renovar 2	42
Tabla 5: Resultados de Renovar 1	49
Tabla 6: Resultados de Renovar 1.5	50
Tabla 7: Resultados de Renovar 1 y 1.5.....	51
Tabla 8: Resultados de Renovar 2	52
Tabla 9: Resultados de Renovar 2.5	53
Tabla 10: Resultados de Renovar 2 y 2.5.....	54
Tabla 11: Resumen de Renovar	54
Tabla 12: Bloques de Suministro de la Licitación 2015/1.....	64
Tabla 13: Resultados de la Licitación 2015/1	65
Tabla 14: Bloques de Suministro de la Licitación 2015/2.....	65
Tabla 15: Resultados de la Licitación 2015/2	66
Tabla 16: Bloques de Suministro de la Licitación Correspondiente al Año 2017	66
Tabla 17: Resultados de la Licitación 2017.....	67
Tabla 18: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2015 para Energías Renovables.....	70
Tabla 19: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2016 para Energías Renovables.....	71
Tabla 20: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2017 para Energías Renovables.....	72
Tabla 21: Energía Licitada por Tecnología en la Cuarta Subasta	74
Tabla 22: Resultados de la Cuarta Subasta.....	75
Tabla 23: Clima de Negocios en Argentina, Chile, México y Perú de Acuerdo a The Economist	79
Tabla 24: Clima de Negocios en Argentina, Chile, México y Perú de Acuerdo al Banco Mundial	80
Tabla 25: WACC de Argentina, Chile, México y Perú al Momento de Renovar 1 (septiembre de 2016) ...	87
Tabla 26: Beneficios Fiscales por Tecnología según Licitación	99
Tabla 27: Resultados de Renovar 3	106
Tabla 28: Comparación de Precios en las Subastas de Argentina y Perú por Materia Prima Biomásica .	107
Tabla 29: WACC de Argentina, Chile, Perú y México al Momento de Renovar 2	108
Tabla 30: Ofertas de Enel en Argentina y Perú.....	109

Acrónimos

Abreviatura	Significado
ACERA	Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.
AGN	Auditoría General de la Nación (Argentina)
BEN	Balances Energéticos Nacionales
BICE	Banco de Inversión y Comercio Exterior
Biogás R.S.	Biogás de Relleno Sanitario
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Argentina)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CEL	Certificados de energías limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía (México)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Chile)
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica (Argentina)
CNV	Comisión Nacional de Valores (Argentina)
EIA	United States Energy Information Administration
EMBI	Emerging Markets Bond Index
ENARSA	Energía Argentina S.A.
FIT	Feed-in Tariff
FITP	Feed-in Tariff Premium
FODER	Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
FONINMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
Genren	Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
IRENA	International Renewable Energy Agency
IVA	Impuesto al valor agregado
LETES	Letras del Tesoro Nacional
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
MECON	Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (Argentina)
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista (Argentina)
MINEM	Ministerio de Energía y Minería (Argentina)
NOA	Noroeste Argentino
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)
PAH	Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos
RPS	Renewable Portfolio Standard
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía (Argentina)
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (OLADE)
USDC	United States Department of Commerce
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Introducción

La situación energética Argentina ha cambiado considerablemente en los últimos veinticinco años, lo que lleva a replantear las políticas futuras. Argentina inició el milenio con un sistema de energía eléctrica robusto y hoy nos encontramos ante un escenario diametralmente opuesto, en una posición de vulnerabilidad con un sistema en crisis. A esto se le suma un contexto internacional donde los países se encuentran abocados a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, al punto de comprometerse a realizar acciones en pos de ese objetivo en el Acuerdo de París. Frente a este escenario, Argentina encontró en las energías provenientes de fuentes renovables¹ una posible solución a la crisis energética, que se encuadra dentro de este último.

Argentina cuenta con ventajas comparativas en materia de energías renovables en cuanto al recurso, no así frente a la tecnología, que no se encuentran debidamente explotados habida cuenta de la participación de la energía renovable en la matriz energética. Para ello, desde el Estado Nacional se promulgaron diversas leyes tendientes a favorecer la instalación de generadores eléctricos de fuentes renovables (Leyes 26.190 y 27.191) y se procedió a realizar diversas convocatorias abiertas para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, con el objetivo de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país. Estas convocatorias, todas parte del programa denominado Renovar, tomaron la forma de subastas y fueron realizadas cinco rondas hasta el momento.

Asimismo, no debe perderse de vista que las inversiones en energías renovables resultan onerosas en sus inicios, debido a las grandes erogaciones de capital que requieren de un largo período de maduración. En contrapartida, y a diferencia de las energías convencionales, los costos operativos no resultan muy elevados, debido a la utilización de recursos naturales para la generación de electricidad, cuyo valor económico resulta nulo. Esta configuración de la estructura de costos resulta relevante a la hora de realizar un análisis del sector.

El presente trabajo se propone analizar las sucesivas licitaciones de Renovar, de manera de entender si los precios obtenidos resultan competitivos tanto para el inversor como para el usuario, sin implicar sacrificios para ninguna de las partes y asegurando el desarrollo de las energías renovables. Asimismo, también se pretende aportar recomendaciones que sean aplicables en nuevas licitaciones para disminuir los precios a futuro y fomentar el crecimiento de las energías renovables en la matriz energética del país.

A estos fines, se plantean cuatro niveles de análisis, previa descripción del estado de situación del sector energético en Argentina: el marco institucional en el que se encuentra comprendido Renovar; los mecanismos regulatorios que han sido implementados para fomentar el desarrollo de las energías renovables, tanto en Argentina como a nivel mundial, de manera de

¹ A lo largo de todo el trabajo, al hablar de energías renovables nos referiremos a las energías renovables no convencionales, definidas en la Ley 26.190: fuentes renovables de energía no fósiles como la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, hidráulica (hasta cincuenta MW), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.

analizar si el mecanismo elegido para Renovar es el más adecuado; la estructura de Renovar, los pliegos de las sucesivas rondas y contratos; y una comparación de los precios obtenidos en Renovar frente a otras subastas realizadas en la región.

En lo que respecta al marco institucional, dado el período de maduración necesario de las inversiones en energías renovables, las diversas leyes, decretos y pliegos de licitación deben garantizar condiciones que le aseguren al inversor una estructura legal y contractual clara y estable. Mientras mayor sea la seguridad jurídica y mejores sean tanto la estructura, definiciones y características de las diversas normas, menores serán los riesgos para el inversor, lo que redundará en una menor tasa de retorno exigida para el proyecto y con ello menores precios. Incluso, el marco institucional puede influir en la decisión de participar o no de una licitación. De esta manera, con este análisis se estarían abarcando los determinantes relacionados con cuestiones institucionales, la formulación de contratos y resolución de conflictos. Para ello, se realizará un estudio de la legislación vigente para las energías renovables en Argentina y de la estructura contractual.

En segundo lugar, el mecanismo elegido para fomentar las energías renovables resulta crucial de manera de poder entender las fortalezas y debilidades de Renovar, así como si existe alguna forma de minimizar los problemas asociados a determinados mecanismos. Un buen diseño puede disminuir considerablemente los costos de las energías renovables, mientras que una mala estructura puede llevar a un programa de fomento al fracaso, independientemente del mecanismo elegido. De esta manera, se analizará tanto la bibliografía especializada como las experiencias internacionales de los mecanismos regulatorios aplicados en los distintos países desde principios de siglo, contrastando los resultados obtenidos por cada uno.

En tercer lugar, se examinarán los pliegos de las sucesivas rondas de Renovar, así como el contrato con CAMMESA y cómo se articulan con la legislación vigente. Luego se procederá a analizar el marco regulatorio de las energías renovables en Argentina y cómo se incorpora Renovar dentro de la legislación. Posteriormente se realizará un estudio de la subasta propiamente dicha y las cantidades y precios obtenidos de cada ronda. Para ello se estudiará la consistencia entre los pliegos, contratos y la legislación argentina, se comparará la estructura de Renovar con la literatura especializada y se analizarán los volúmenes y precios obtenidos en Renovar en relación a lo esperado por las autoridades y a los resultados entre las sucesivas rondas. Después se analizará el impacto de Renovar en la matriz eléctrica de Argentina y el grado de cumplimiento de la Ley 27191.

Por último, se compararán los resultados de Renovar con los obtenidos en licitaciones cercanas en el tiempo de países que presenten condiciones similares a las de Argentina en términos demográficos, geográficos, económicos, energéticos y en el nivel de penetración de las energías renovables. Luego se profundizará en las razones de las diferencias de precios obtenidos entre Renovar y las subastas de países comparables. Con este fin, se realizará una descripción de subastas similares a Renovar, comparando su estructura y resultados en volúmenes y precios, y se ahondará en las disparidades de precios desde un enfoque de clima de negocios, tomando como referencia publicaciones especializadas; dotación de recursos renovables, analizando los factores de planta; y retorno esperado por los agentes a la hora de realizar inversiones, mediante la construcción de la WACC de los distintos países.

El presente trabajo se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se realiza una descripción de la matriz energética y eléctrica de la Argentina desde principios de siglo; en la sección 3 se describe y analiza el marco regulatorio donde se encuadra Renovar; en la sección 4 se describen los principales mecanismos regulatorios utilizados para fomentar las energías renovables y la experiencia internacional al implementarlos; en la sección 5 se realiza una descripción y análisis de los pliegos y contratos de Renovar y de los resultados obtenidos en las sucesivas rondas, así como se discuten los resultados de Renovar en fomentar la inserción de las energías renovables en la matriz eléctrica de Argentina; en la sección 6 se examinan licitaciones de energías renovables en otros países de Latinoamérica y se realiza una comparación con Renovar; por último, la sección 7 sirve de conclusión al trabajo.

Sector Eléctrico de la Argentina al 2016

El año 2001 marcó la finalización de la convertibilidad y el inicio de una de las crisis más significativas de la historia del país, que incluyó una profunda inestabilidad institucional. Esto tuvo impacto sobre el sector energético, afectando las inversiones en generación, transporte y distribución de electricidad.

En este contexto, en el 2002 se promulga la Ley de Emergencia Económica (Ley 25561) que termina oficialmente con la convertibilidad y declara la facultad del Poder Ejecutivo de determinar el tipo de cambio, así como de regular los precios de insumos, bienes y servicios críticos (como las tarifas), entre otras atribuciones. Inicialmente las facultades se otorgaban por un período de dos años, aunque luego fue prorrogada por los sucesivos gobiernos hasta el 31 de diciembre de 2017. Aunque la Ley permitía al Estado renegociar las tarifas de los servicios públicos, durante los siguientes quince años las tarifas se mantendrían por debajo de los costos de generación de electricidad, siendo el Estado quien aporte los recursos para saldar las cuentas.

Si bien en un principio la sobreinversión en la década de los 90' y la caída de la demanda de energía permitieron que el sistema continuase funcionando sin mayores inconvenientes, a partir del 2004 la recuperación económica comenzará a absorber el exceso de oferta, comprometiendo al sistema. Debido a la falta de incentivos de las empresas para hacer frente a las inversiones en generación de electricidad necesarias, será el Gobierno Nacional quien, en mayor medida, llevará adelante diversos proyectos para robustecer al sistema eléctrico argentino, además de diversas políticas orientadas a traer certidumbre a los inversores privados.

De esta manera, de acuerdo a MECON (2009) y datos de CAMMESA, durante los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández (2003 a 2015) se incorporaron 6.633 MW de potencia correspondiente a energía térmica, principalmente mediante el FONINVEMEM que aportó 1.600 MW a través de centrales en Campana, Provincia de Buenos Aires, y Rosario, Santa Fe; 1.535 MW de hidráulica producto de la elevación de la cota del embalse de Yacyretá y de diversos proyectos hidroeléctricos; 750 MW de energía nuclear gracias a inversiones en Atucha I y a la finalización de Atucha II; y 252 MW de energías renovables con el Genren.

En relación con este último punto, el programa Genren se lanzó en 2009 con el objetivo de incorporar energía renovable a la matriz energética mediante licitaciones a través de ENARSA que posteriormente vendería al MEM. Los resultados del programa no fueron los esperados, ya que de los 1.015 MW de potencia licitados únicamente el 23% había sido concretado hacia fines de 2014 (AGN, 2018).

El Genren se encuadra dentro de la Ley 26190 de fomento del uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, sancionada en 2006, que establece como objetivo alcanzar una contribución de las energías renovables de un 8% en la matriz energética de 2016. Esta Ley es modificada por la Ley 27191 de 2015, que extiende el plazo a diciembre 2017, establece un cronograma de incorporación mínima de energía renovable en el consumo total de energía

eléctrica,² e individualiza a los grandes usuarios del MEM y a las grandes demandas, cuyo consumo de energía eléctrica deberá provenir, en un 8%, de fuentes renovables. No obstante, estas normas no tuvieron mayor efecto en el desarrollo de las energías renovables en el país, más allá de sentar las bases legales.

Retomando con la incidencia en potencia, durante el período 2003 a 2015 se incorporaron 9.170 MW de potencia eléctrica, de los cuales aproximadamente el 72% correspondió a la tecnología térmica y menos de 3% a energías renovables. Sin embargo, estas obras no fueron suficientes para enfrentar a una demanda de electricidad que crecía considerablemente desde 2004 producto de tarifas excesivamente bajas que no reflejaban los costos del sistema, lo que llevó al sistema eléctrico argentino al límite de su capacidad.

En relación a las empresas del sector, el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos afectó significativamente a las empresas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, debido a que la combinación de ingresos fijos y costos crecientes, producto de la inflación doméstica, terminó descapitalizando a las empresas, empeorando la calidad del servicio y retrasando de manera indefinida las inversiones (KPMG Argentina, 2016). Para el año 2015 el sistema eléctrico argentino se encontraba en una situación terminal, con una oferta creciendo de manera artificial producto de tarifas congeladas, inversiones privadas estancadas, con compañías que sobrevivían gracias a los subsidios de la Nación a través de CAMMESA, y una dependencia total de las inversiones y/o planes de fomento del Estado.

En diciembre de 2015 asume la presidencia Mauricio Macri, quien firma el Decreto 134/2015 declarando la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con el objetivo de fomentar las inversiones en generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Asimismo, a los efectos de satisfacer las necesidades de corto plazo, la Secretaría de Energía Eléctrica establece la Resolución 21/2016 que convoca a los interesados a ofrecer potencia y energía térmica para la demanda del verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

Además, a partir de 2016 desde el Estado Nacional se procedió a realizar diversas convocatorias abiertas para la calificación y eventual adjudicación de ofertas, a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Estas licitaciones se encuadran dentro del programa denominado Renovar y ya cuenta con cinco rondas (Renovar 1, Renovar 1.5, Renovar 2, Renovar 2.5 y Renovar 3 o MiniRen).

1.1 Matriz Energética y Eléctrica

De acuerdo con el BEN publicado por SGE, durante la última década la matriz energética argentina se ha caracterizado por la fuerte preponderancia de los combustibles fósiles (gas natural de pozo, petróleo y carbón mineral), siendo su participación en el total de la oferta interna de energía primaria superior al 86% para todos los años de este período. En este sentido, para el año 2016 su incidencia alcanzó el 87% sobre los 80.060 kTEP de la misma.

² El cronograma establece que el 8% de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes renovables al 31 de diciembre de 2017, 12% al 31 de diciembre de 2019, 16% al 31 de diciembre de 2021, 18% al 31 de diciembre de 2023 y 20% al 31 de diciembre de 2025.

Las fuentes nuclear e hidráulica, por su parte, representaron en 2016 el 3% y 4% de la oferta interna de energía primaria con 2.224 kTEP y 3.250 kTEP, respectivamente, y una participación que se mantuvo relativamente constante durante el período descripto.

De igual forma, la participación de las energías renovables (leña, bagazo, aceites vegetales, alcoholes vegetales, energía eólica y energía solar) en la matriz energética, si bien en 2016 se situaron detrás de los combustibles fósiles, no superó el 6% del total durante los últimos 10 años, siendo en el 2016 su incidencia de ese orden con 4.773 kTEP. Sin embargo, se destaca la tendencia creciente en la participación de las energías renovables en oferta interna de energía desde el 2007, con una tasa anual de crecimiento del 11% debido principalmente al aumento de los aceites y alcoholes vegetales. En lo que respecta a las energías eólica y solar, esta misma tasa fue de 3% y 72% respectivamente para el mismo periodo, con una oferta que creció de 134 kTEP en 2007 a 176 kTEP en 2016 para la primera y de 0,01 kTEP en 2007 a 1,23 kTEP en 2016 para la segunda.

La matriz energética de la Argentina no difiere demasiado de la latinoamericana, con una fuerte preponderancia de combustibles fósiles que cuentan con una participación superior al 70% durante la última década, neto de Argentina, según OLADE, sieLAC.

En lo que respecta a las energías renovables (geotermia, leña, caña de azúcar y sus derivados y otras primarias)³, si bien su incidencia en la matriz energética de Latinoamérica es superior a la de Argentina, 20% con 148.834 kTEP en 2016, también se ubican segundas en importancia y presentan tasa anual de crecimiento positiva en los últimos diez años, aunque considerablemente menor a la Argentina (2% frente a 11%).

En relación a las fuentes hidráulica y nuclear, representaron en 2016 el 8% y 1% de la oferta interna de energía primaria, 60.969 kTEP y 6.766 kTEP respectivamente, con una participación que se mantiene relativamente constante durante el período descripto.

Por otro lado, la matriz eléctrica de la Argentina se condice con la oferta interna de energía primaria del país. De acuerdo a datos de CAMMESA, en 2016 más del 65% de los 136.600 GWh de energía eléctrica fueron generados por medio de centrales térmicas. En contrapartida, aproximadamente el 27% de la energía provino de centrales hidroeléctricas, el 6% de nucleares y menos del 2% de las tecnologías renovables.

En este sentido, durante la última década la participación de la energía térmica fue creciendo en el total de la generación, pasando del 58% en 2007 al 66% en 2016, en detrimento de la energía hidráulica y nuclear. En relación a las energías renovables, las primeras centrales eólicas y solares comenzaron a generar energía a la red en 2011, y a partir de entonces su incidencia en la matriz eléctrica ha ido creciendo hasta alcanzar en 2016 su máximo con 2.632 GWh.

En contrapartida, la matriz eléctrica de América Latina presenta un mayor peso de las energías renovables, producto principalmente de la energía hidráulica de Brasil. De acuerdo a OLADE, en 2016 el 56% de la energía de la región provino de centrales térmicas, frente a un 33% de

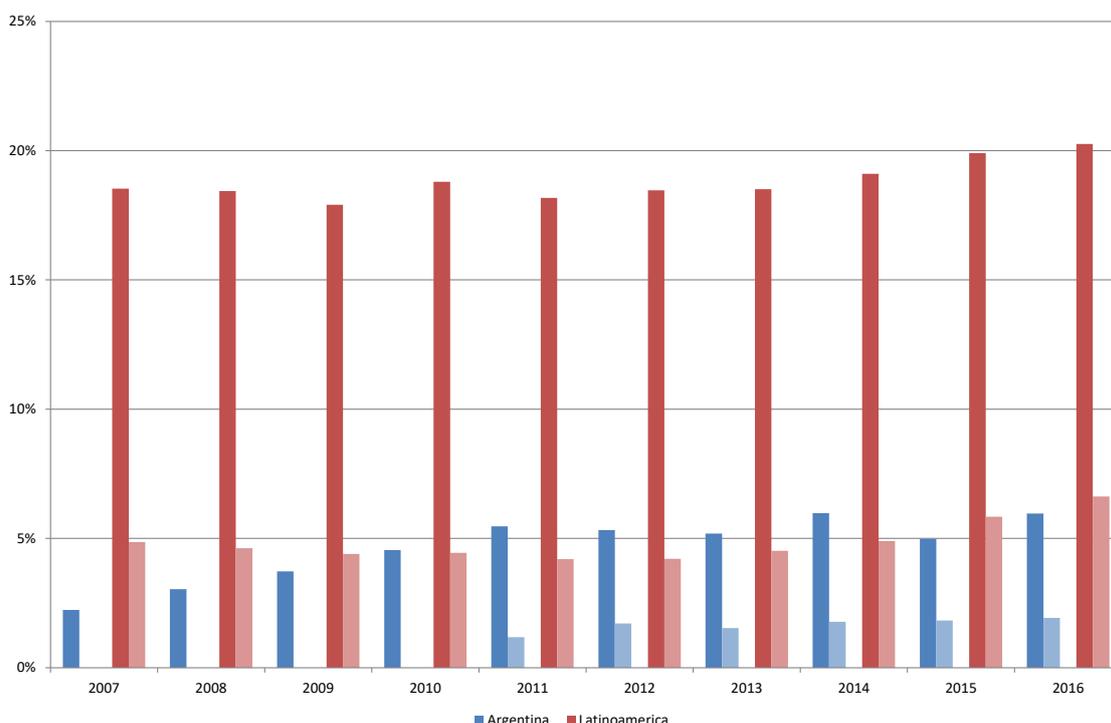
³ Dentro de las energías renovables se incluyeron *otros primarios* debido a las energías eólica y solar, así como otras energías renovables, se encuentran clasificadas en esa categoría según OLADE.

energía hidráulica, 7% renovable y 5% nuclear, siempre neto de Argentina. Sin embargo, desde el 2012 se ve un cambio en la composición de la generación de electricidad de Latinoamérica, ya que hasta ese entonces más de la mitad de la energía generada provenía de fuentes cuyo combustible no son los hidrocarburos (hidráulica, renovable y nuclear).

Asimismo, durante la última década se observa un crecimiento sostenido de las energías renovables en el total de la generación de electricidad de la región, con una tasa anual de crecimiento del 7% para ese período que supera a las tasas de crecimiento de las otras fuentes de generación.

En el Gráfico 1 se puede apreciar la participación de las energías renovables en la oferta interna de energía primaria, en colores más oscuros, y en la generación de electricidad, en colores más claros, de la Argentina y de Latinoamérica, neto de Argentina, para el período 2007 a 2016.

Gráfico 1: Participación de las Energías Renovables en la Oferta Interna de Energía Primaria y en la Generación de Electricidad de la Argentina y de Latinoamérica para el Período 2007-2016

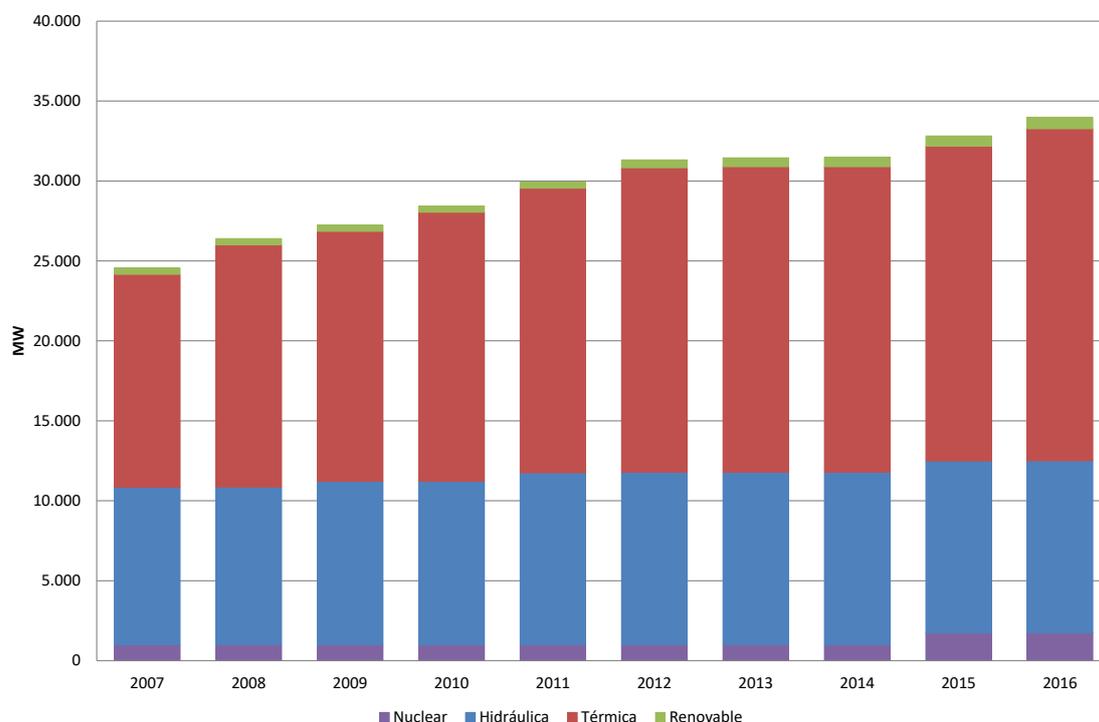


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos CAMMESA, 2007-2018; CAMMESA, datos síntesis mensual y OLADE, sieLAC.

Por último, según datos de CAMMESA, en 2016 Argentina contó con una potencia instalada 33.970 MW, compuestos por 20.763 MW térmicos, 10.752 MW hidráulicos, 1.755 MW nucleares, 700 MW de energía renovable. Tal como se aprecia en el Gráfico 2, desde el año 2008 el país ha apostado fuertemente por la energía térmica, y en menor medida por la incorporación de nueva potencia nuclear con Atucha II, relegando las grandes obras

hidráulicas. Las energías renovables, impulsadas en 2011, se han ido incorporando al sistema de forma marginal, con una aceleración en la tecnología eólica en el último año.

Gráfico 2: Potencia Instalada en Argentina para el Período 2007-2016



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos CAMMESA, 2007-2018 y CAMMESA, datos síntesis mensual

De esta manera, el sector energético se ha caracterizado por la fuerte intervención estatal desde el 2002, primero bajo la Ley de Emergencia Económica que le permitió al Estado determinar tarifas por debajo de los costos de generación y luego, debido a la escasa inversión privada como consecuencia de lo anterior, mediante inversiones en proyectos de generación que resultaron insuficientes para enfrentar a una creciente demanda de electricidad producto de tarifas prácticamente congeladas. Estas inversiones, además, se centraron en energía térmica, de menores costos de capital frente a otras fuentes de energía y de rápida construcción y puesta a punto, lo que hicieron aumentar la dependencia de la matriz eléctrica del país frente a los combustibles fósiles.

Puesto en contexto con el resto de Latinoamérica, esta dependencia no es algo exclusivo de Argentina, aunque en nuestro país se agudiza debido a la mayor utilización de recursos renovables e hidráulicos en los países del subcontinente, algo que Argentina ha dejado en segundo plano más allá del decepcionante resultado del Genren.

Legislación Vigente en Materia de Energías Renovables en la Argentina

Las energías renovables requieren de grandes inversiones cuyos réditos se obtienen en el largo plazo, por lo que el contexto institucional, así como la estructura legal y contractual, son relevantes para las empresas a la hora de invertir.

Situaciones de *volatilidad institucional* constante generan incertidumbre para las empresas, que deben enfrentar onerosas inversiones con grandes costos hundidos y un largo período de maduración, lo que conlleva un aumento del riesgo. En un contexto inestable las empresas son reacias a asumir riesgos ya que no poseen garantías de que el entorno en el que operan, o en el que tienen que tomar decisiones de inversión, se mantenga estable en el largo plazo.

“Es que la previsibilidad de las conductas, de manera permanente y estable, asegurada de antemano bajo sanción de coacción para aquella conducta que no se adscriba o que contradiga aquel orden estable, no sólo actúa posibilitando el ejercicio del poder político sino que constituye un requisito indispensable para las transacciones dinerarias propias de la economía capitalista. [...] La altísima volatilidad y frecuencia de cambio de las normas jurídicas, así como su prescindencia con el texto constitucional, acercan más al sistema institucional a una dependencia de la contingencia propia de una sucesión de hechos, que a la previsibilidad inherente al derecho” (Barbará, 2003:5).

A continuación, se exponen las principales leyes, decretos y resoluciones que constituyen la estructura legal de las energías renovables en Argentina.

1.2 Ley 25.019

Es la piedra fundacional del marco regulatorio de las energías renovables en Argentina, declarando de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar, promoviendo la investigación y su uso.

La Ley, del 23 de septiembre de 1998, establece que los generadores de energía eléctrica de origen eólico tendrán un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada, es decir que contarán con prioridad de despacho; dispone un mecanismo de remuneración de \$ 0,01 por KWh efectivamente generados por centrales eólicas e inyectados al MEM; y beneficios fiscales tales como el diferimiento del IVA en las inversiones de capital y estabilidad fiscal por 15 años para ambas tecnologías, imposibilitando un aumento de la carga tributaria a los generadores.

1.3 Leyes 26.190 y 27.191

La Ley 26190 fue promulgada el 27 de diciembre de 2006 y establece que la generación de energía renovable es de interés nacional, fijando como objetivo alcanzar una contribución de las mismas de un 8% en la matriz eléctrica a diciembre de 2016. Con su posterior modificación a través de la Ley 27191 del 23 de septiembre de 2015, este objetivo del 8% fue pospuesto a diciembre de 2017 y se constituyó un cronograma de incorporación mínima de energía

renovable en el consumo total de energía eléctrica de 12% al 31 de diciembre de 2019, 16% al 31 de diciembre de 2021, 18% al 31 de diciembre de 2023 y 20% al 31 de diciembre de 2025.

Con este fin, se determina que los Grandes Usuarios del MEM y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores (de aquí en adelante “grandes demandas”), con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KW), deberán cumplir los objetivos de la legislación individualmente. Estos objetivos pueden ser alcanzados tanto mediante la autogeneración como a través de la contratación de energía renovable producida por terceros, ya sea negociando directamente con el generador, con un distribuidor o comercializador que intermedie o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones de la Autoridad de Aplicación. Cabe mencionar que ni a la autogeneración ni a los contratos celebrados se les exige respaldo físico de potencia.

De igual forma, los contratos suscriptos por las grandes demandas no podrán fijar un precio promedio mayor a U\$S 113/MWh, o su equivalente en moneda nacional, monto que podrá ser modificado luego de dos años de cumplimiento de la Ley 27191, pero únicamente aplicable a nuevos contratos que se celebren. Adicionalmente, se establece que ninguna norma en vigencia o que se dicte en el futuro que limite, restrinja, impida o prohíba, transitoria o permanentemente, la celebración de los contratos de suministro previstos en el artículo 6° de la Ley 24065 será aplicable para las grandes demandas o los generadores que utilicen fuentes renovables de energía.

Asimismo, en caso de incumplimiento, las grandes demandas deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

De esta manera, si bien la legislación es tajante en cuanto a las obligaciones de las grandes demandas, con onerosas sanciones en caso de incumplimiento, les abre un menú de opciones para que elijan lo que crean más conveniente. Sin embargo, no expone los mecanismos para proceder ni los costos, beneficios o riesgos de cada opción, con lo cual cualquier decisión de las grandes demandas se encuentra sujeta a incertidumbre, dificultando la racionalidad económica. Asimismo, la imposibilidad de fijar un precio promedio mayor a U\$S 113/MWh, que considerando los resultados de Renovar 1, 1.5, 2 y 2.5 resulta un límite superior muy elevado, y no exponer cómo se procedió al cálculo genera diversos interrogantes, ya que a priori no se puede establecer la lógica detrás de dicho precio. Además, al ser un monto fijo y no estar atado a ninguna variable, los U\$S 113/MWh se encuentran expuestos al contexto económico, e independientemente del devenir de la economía el precio no podrá ser modificado por dos años.

En lo que respecta a las demandas de potencia menor a 300KW (de aquí en adelante “demandas menores”), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al MEM, de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos. Asimismo, CAMMESA será el encargado de diversificar la matriz de energías renovables, no aplicando

para los contratos celebrados por esta el precio máximo establecido para contratos de grandes demandas (U\$S 113/MWh).

Resulta llamativa esta diferenciación entre el precio máximo exigido a grandes demandas y a CAMMESA, pero se puede explicar considerando que CAMMESA debe cumplir con criterios no económicos, como son la diversificación, tanto de tecnologías como de distribución geográfica, o fomentar a la industria nacional, entre otros.

Asimismo, se establece un régimen de fomento de inversiones y de beneficios fiscales, entre el que se destaca beneficios adicionales a aquellos proyectos de inversión que acrediten un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o un porcentaje menor en la medida que se demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional, el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%). Este punto tiene por objetivo el fomento de la industria nacional. Dentro de los beneficios fiscales también se otorga amortización acelerada en el impuesto a las ganancias y devolución anticipada del IVA.

Por otro lado, se destaca que la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada. Esto genera un incentivo, ya que las energías renovables tendrán prioridad para el despacho, lo que por otro lado resulta razonable, debido a la intermitencia del recurso.

Por último, la Ley crea el Fondo Fiduciario Público denominado FODER.

1.4 Decreto 531/2016

Este Decreto del 30 de marzo de 2016 establece que los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley N° 27191 por los grandes usuarios, ya sea directamente con un generador o a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o de un comercializador, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la citada ley.

Asimismo, las grandes demandas podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el 8% del total de su consumo propio de energía eléctrica mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a CAMMESA. En el mencionado caso, el mecanismo de compra quedará alcanzado por el límite de precio de los U\$S 113/MWh y dentro de dicho límite se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización. De igual forma, el precio del megavatio hora que abonarán las grandes demandas será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por la misma.

De esta manera se resuelve uno de los interrogantes planteados en la Ley 27191, las grandes demandas que elijan comprar energía renovable a CAMMESA son alcanzadas por el mismo límite de precio que si negociaran por su cuenta con generadores o distribuidores, U\$S

113/MWh (que debe incluir los cargos de CAMMESA). Igualmente, se define el mecanismo por el que CAMMESA calculará el precio a cobrar a las grandes demandas.

Por último, este Decreto reglamentó el FODER, creado por la Ley 27191.

1.5 Decreto 882/2016

En primer lugar se destacan las consideraciones del Decreto, firmado el 21 de julio de 2016, debido a que expone acerca de las inversiones necesarias para desarrollar las centrales de generación a partir de fuentes renovables, que se caracterizan por ser de capital intensivo, con importantes erogaciones al comienzo del desarrollo de los proyectos que requieren largos plazos para recuperar la inversión y obtener una rentabilidad razonable.

Partiendo de ese punto, también se considera que por lo anterior resultan necesarios contratos de larga duración; que el acceso al financiamiento por parte de los inversores, a tasas y plazos razonables, es un aspecto clave y determinante para viabilizar estas inversiones; y los riesgos de los proyectos, que tienen por efecto el incremento del costo del financiamiento y con ello el precio de la energía. En base a esto resalta la importancia del FODER. Por último, también se destaca la importancia de la seguridad jurídica.

Estas consideraciones no hacen más que reflejar las condiciones necesarias para el desarrollo de las energías renovables en el país: estabilidad, financiamiento y seguridad jurídica.

Adentrándonos en lo decretado, se establecen contratos por un plazo máximo de 30 años, garantizando estabilidad a los generadores de energía renovable. Asimismo, se establece el derecho de compra por parte del Estado Nacional de los activos físicos del generador, en caso de incumplimiento, así como el derecho de opción de venta del generador, siendo los causales de venta:

- Falta de pago en tiempo y forma: incumplimiento de seis liquidaciones no consecutivas o cuatro consecutivas;
- La imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de adquirir dólares estadounidenses o de convertir pesos a dólares estadounidenses en la República Argentina;
- La imposibilidad para el beneficiario titular de la central de generación de realizar pagos o transferencias en dólares estadounidenses a personas o cuentas bancarias situadas fuera de la República Argentina;
- La extinción de las garantías otorgadas por el Estado Nacional y/o el FODER;
- La falta de cumplimiento por parte de CAMMESA de cualquier sentencia judicial o laudo arbitral firme.

La opción de compra de la central de generación a favor del Estado Nacional deberá establecerse por un precio inferior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción. Por su parte, la opción de venta de la central de generación a favor de su titular deberá establecerse por un precio que en ningún caso podrá ser superior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción. De esta manera, el precio queda limitado por el valor de los activos físicos de la central de generación y las inversiones necesarias para su

funcionamiento. Asimismo, el Estado podrá transferir la propiedad o explotación de las centrales de generación mediante una licitación pública.

1.6 Resoluciones del Ministerio de Energía y Minería

1.6.1 Resolución 71/2016 del Ministerio de Energía y Minería

Se dispone el inicio de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM, denominada Programa Renovar (Ronda 1). Asimismo, se somete a consulta pública una versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria con el objetivo de que los interesados puedan contribuir en la adecuación del pliego a los objetivos del programa teniendo en cuenta el marco legal del sector, así como las condiciones del sistema eléctrico y de la economía.

Por otro lado, se destaca que las ofertas adjudicadas serán objeto de un contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA y las características y contenidos principales del mismo.

1.6.2 Resolución 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería

Convoca a los interesados a ofertar en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, Programa Renovar (Ronda 1), con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA. Asimismo, se aprueban las bases y condiciones de Renovar y se nombra a CAMMESA para llevar adelante la mencionada convocatoria.

1.6.3 Resolución 252/2016 del Ministerio de Energía y Minería

Invita a los oferentes de las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que no hayan resultado adjudicados en Renovar 1 por resultar sus precios mayores al máximo a celebrar contratos con CAMMESA en los términos establecidos en Renovar 1. Asimismo, para las tecnologías eólica y solar que no hayan sido adjudicadas con un contrato, se les permite mejorar las ofertas con una reducción de sus precios. De esta Resolución surge Renovar 1.5.

1.6.4 Resolución 275/2017 del Ministerio de Energía y Minería

Convoca a los interesados a ofertar en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, Programa Renovar (Ronda 2), con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA. Asimismo, se aprueban las bases y condiciones de Renovar y se nombra a CAMMESA para llevar adelante la mencionada convocatoria.

1.6.5 Resolución 473/2017 del Ministerio de Energía y Minería

Invita a los oferentes de ofertas calificadas en Renovar 2, pero finalmente no adjudicadas, a celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA en los términos establecidos en Renovar 2, adecuando sus ofertas económicas a los precios máximos establecidos en la presente Resolución (40 US\$/MWh para las ofertas de energía eólica, 42 US\$/MWh para las tecnologías solares, 107 US\$/MWh para proyectos de biomasa y 157 US\$/MWh ofertas de biogás). Las ofertas serán adjudicadas hasta cubrir la potencia requerida de 275 MW eólicos, 225 MW solares y 67,50 MW de biomasa y biogás, en conjunto.

1.6.6 Resolución Conjunta 123/2016 y 313/2016

Define, a los efectos de la determinación del componente nacional efectivamente integrado al proyecto de inversión de acuerdo a lo estipulado en las Leyes 26.190 y 27.191, que se entiende por instalación electromecánica a las partes, piezas, conjuntos o subconjuntos de bienes propios de los sistemas de la tecnología desarrollada que combinan componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos para conformar su mecanismo y generar energía eléctrica, excluida la obra civil. Asimismo, la Resolución define cuando un componente es considerado nacional.

Mecanismos Regulatorios

Diversos mecanismos regulatorios han sido implementados con el objetivo de fomentar el desarrollo de las energías renovables desde sus orígenes. Estos han ido perfeccionándose en el tiempo y han mostrado que muchas veces es el contexto el que determina cuál es preferible implementar por sobre otro.

De igual forma, no debe perderse de vista que no es la mera elección de un mecanismo regulatorio lo que garantiza el éxito de una política energética, sino su diseño, ya que un buen programa puede reducir los costos de las energías renovables considerablemente.

A continuación, se realizará una breve descripción de los mecanismos regulatorios más relevantes, así como de sus fortalezas y debilidades a la hora de llevar a cabo el mencionado objetivo, para luego realizar una comparación empírica de sus resultados en diversos países.

1.7 Feed-in Tariff

Mediante este instrumento se fija una tarifa por cada unidad de energía inyectada en la red a lo largo de un determinado período. De esta manera, se le asegura al generador un precio determinado, previsible, lo que le garantiza al generador un flujo de fondos cierto por un determinado tiempo, reduciendo los riesgos.

Para la implementación de un sistema FIT exitoso se debe garantizar el acceso a la red a los generadores, contratos de abastecimiento de largo plazo y precios que sean calculados en base al costo unitario de cada tipo de tecnología renovable (Couture y Gagnon, 2010). Garantizar acceso a la red es condición necesaria para que los generadores puedan evacuar su producción, en caso contrario deberán invertir en infraestructura de transporte elevando los costos del proyecto considerablemente, mientras que contratos de largo plazo aseguran la existencia de una demanda estable en el tiempo y un recupero de la inversión en un horizonte temporal elevado. Por su parte, que los precios sean calculados en base al costo unitario de cada tipo de tecnología implica la creación de un FIT para cada tipo de energía, permitiendo el desarrollo de todas las fuentes debido a que se limita la competencia entre ellas.

Entre las ventajas del FIT se encuentran la reducción de los riesgos para los inversores, al proveer un ingreso fijo y conocido por este a lo largo del tiempo, y la posibilidad de ofrecer un precio específico para cada tecnología de acuerdo a su grado de desarrollo, promoviendo el desarrollo de energías poco desarrolladas pero con mucho potencial y generando esquemas costo eficientes para tecnologías maduras (Jacobs, 2009). Mediante el FIT es posible fomentar la instalación de energías renovables en países que cuentan con un bajo desarrollo de las mismas, así como implementar factores que reduzcan la tarifa fijada en base a la curva de aprendizaje de los generadores, socializando las mejoras de eficiencia.

En contrapartida, la mayor desventaja del FIT consiste en la determinación de la tarifa óptima, debido a la asimetría de información entre los generadores y los encargados de realizar la política energética. Existe el riesgo de establecer una tarifa demasiado baja, desincentivando la producción de energía de fuentes renovables, o demasiado elevada, generando sobreinversión y costos elevados para los usuarios (Batlle, Pérez-Arriaga y Zambrano-Barragán, 2011). Tener

en cuenta estos riesgos es fundamental debido a que tanto tarifas bajas como muy elevadas son contraproducentes, haciendo peligrar cualquier política energética al incumplir con los objetivos estipulados y, de cargar los mayores costos en los usuarios, generando una imagen negativa de las energías renovables.

Una alternativa del clásico FIT es el FITP, que en lugar de establecer una tarifa le otorga al generador una remuneración adicional sobre el precio de venta pactado en el mercado.

Argentina estableció bajo la Ley 25019 de 1998 un esquema FITP, donde a la energía eólica se la remuneraba con un adicional de \$ 0,01 por KWh efectivamente generado y volcado al mercado mayorista y/o destinado a la prestación de servicios públicos, tal como se aprecia en la Tabla 1. Posteriormente, la Ley 26190 de 2006 modificó este esquema, aumentando los montos y ampliando las tecnologías. En ambos casos el impacto fue reducido.

Tabla 1: Esquema de Remuneración a la Energía Proveniente de Fuentes Renovables en la Argentina

Tecnología	Ley 25.019 (\$/KWh)	Ley 26.190 (\$/KWh)
Eólica	0,01	0,015
Solar	-	0,9
Bioenergías	-	0,015
Geotérmica	-	0,015
Mareomotriz	-	0,015
PAH	-	0,015

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Ley 25019 y Ley 26190

1.8 Incentivos Fiscales y de Inversión

Los incentivos fiscales pueden tratarse tanto de reducciones como de exenciones impositivas, mientras que los incentivos a la inversión pueden tratarse de créditos a tasas bajas, regímenes favorables de importación o contratación, entre otros. Asimismo, los incentivos fiscales y de inversión pueden complementar algún otro mecanismo regulatorio.

La implementación de incentivos fiscales y exenciones impositivas se justifican ante la desigual competencia frente a las energías convencionales, debido a la imposibilidad de internalizar las externalidades negativas de estas (Jacobs, 2009). De esta manera, se busca internalizar las externalidades positivas de las energías renovables, nivelando la competencia frente a las energías convencionales. Sin embargo, también presentan una carga para los usuarios, que no ven los mayores costos directamente en la tarifa pero pagan indirectamente por este beneficio a las empresas.

Estos mecanismos poseen la ventaja de reducir los costos de financiamiento, así como de no cargar al usuario directamente por la promoción de energías renovables, aunque benefician a los generadores únicamente desde el punto de vista del equity y son vulnerables a la discrecionalidad del regulador o de los encargados de realizar la política energética (Batlle, Pérez-Arriaga y Zambrano-Barragán, 2011). La discrecionalidad de quién otorga los beneficios

fiscales atenta contra el inversionista, quien necesita certezas a la hora de realizar una inversión con un plazo de maduración como el de las energías renovables, por lo que puede desalentar las inversiones si el marco impositivo no es consistente y estable en el tiempo.

En el caso de Renovar, se implementó un Régimen de Fomento de las Energías Renovables, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias y devolución anticipada del IVA.

1.9 Net Billing y Net Metering

Ambos sistemas permiten que los usuarios de la red de distribución que generan electricidad para su autoconsumo puedan inyectar eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, siendo recompensados por estas ventas de energía. Como en la mayoría de los casos la energía consumida de la red es mayor a la energía inyectada por el consumidor, éste debe pagar por la diferencia entre ambas y es aquí donde ambos mecanismos divergen: mientras que en el net metering tanto la energía consumida como la inyectada presentan el mismo precio, en el net billing el valor de la energía vendida a la red es menor al valor de la energía consumida (Energy Community, 2018 e IRENA, 2019). Es así que en el net metering no se reconocen diferencias entre el valor de la energía y en el net billing se entiende que el usuario no paga sólo por la energía sino también por los costos de la red, y por ello el valor de la energía vendida por la distribuidora y la vendida por el consumidor no son similares.

Estas modalidades permiten reducir las pérdidas en el sistema interconectado, así como los costos, debido a que los auto-generadores no necesitan conectarse en la red de alta tensión ya que inyectan directamente en la red de distribución, descongestionando la misma. Sin embargo, el principal inconveniente es que la remuneración recibida por los usuarios normalmente no es lo suficientemente elevada como para financiar la instalación de energía renovable, incluso cuando vendan energía durante los picos de demanda (Jacobs, 2009).

En Argentina la Ley 27424 de 2017 (Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública) establece un sistema net billing donde se fijan las políticas y se crean las condiciones jurídicas y contractuales para que los usuarios de la red de distribución que generan energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo puedan inyectar sus eventuales excedentes a la red, así como también constituye la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección.

1.10 Renewable Portfolio Standard

En un sistema de RPS se establece que un porcentaje de la demanda eléctrica de los consumidores deberá estar compuesta obligatoriamente por energía renovable, pudiendo estos autogenerarla o comprarla en el mercado. Asimismo, se otorgan certificados por cada unidad de energía proveniente de fuentes renovables producida, que pueden ser comercializados.

La efectividad del RPS depende fuertemente del mercado, ya que se crea una demanda de energía renovable que debe ser satisfecha por una oferta compuesta por diferentes tecnologías que compiten entre ellas (Abolhosseini y Heshmati, 2014). Al fijar una cuota, si es que no se especifica la tecnología, los consumidores buscarán el mejor precio entre toda la

oferta de energías renovables, permitiendo la competencia entre las distintas tecnologías a lo largo de todo el territorio nacional.

Sin embargo, la competencia entre las tecnologías puede llevar a que los consumidores y generadores terminen eligiendo aquellas energías con mejor relación costo-eficiencia, además de la exposición a las fluctuaciones en los precios y en el valor de los certificados (Batlle, Pérez-Arriaga y Zambrano-Barragán, 2011). El RPS beneficia a las tecnologías con mejor relación costo-eficiencia, sin considerar otras variables también relevantes como la provisión de capacidad firme, la generación de empleo o fomento de industria nacional, entre otras. Asimismo, tampoco es el mejor mecanismo a la hora de mitigar riesgos, algo fundamental en países con sistemas financieros poco desarrollados y baja penetración de energías renovables.

En Argentina, de acuerdo a las Leyes 26190 y 27191, el RPS rige para las grandes demandas eléctricas que se encuentran obligadas a cumplir con que el 8% de la energía eléctrica consumida provenga de fuentes renovables para el 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. El marco regulatorio permite que este objetivo pueda ser alcanzado mediante la autogeneración, contratación de energía renovable producida por terceros o comprarla directamente a CAMMESA. Cabe mencionar que las grandes demandas representaron menos del 20% de la demanda total de electricidad durante el 2016, momento del lanzamiento de Renovar, por lo que si bien son una parte relevante del consumo de energía eléctrica del país su importancia es menor en relación a la electricidad consumida por el resto de los usuarios a través de CAMMESA y por ende comprendidos en Renovar.

Asimismo, en el caso argentino no se implementó la posibilidad de comercializar certificados, que hubiera beneficiado a la instalación de energía renovable debido a que se les abre a los generadores la posibilidad de vender energía en el mercado spot y certificados, mitigando con estos últimos el riesgo de vender a término en el mercado eléctrico de energía renovable.

1.11 Subastas

Una subasta es un proceso de selección basado en un conjunto de reglas y criterios detallados por un subastador diseñado para proporcionar o alocar bienes y/o servicios competitivamente a través de una puja. Asimismo, este mecanismo resulta transparente porque los participantes conocen las reglas antes de que inicie la subasta (Maurer y Barroso, 2011). Bajo este mecanismo son los encargados de realizar la política energética quienes determinan la cantidad de energía renovable que se desea instalar, así como el precio que se está dispuesto a pagar, mediante un proceso de licitación pública.

Las subastas garantizan un precio cierto y un contrato de largo plazo a los generadores, presenta bajos costos administrativos y reducen las barreras de ingreso, al igual que bajo un esquema FIT, además de que le ahorra a los encargados de realizar la política energética la tarea de determinar una tarifa óptima (Batlle, Pérez-Arriaga y Zambrano-Barragán, 2011). Esta última característica reduce notablemente la asimetría de la información existente entre los generadores y los encargados de realizar la política energética, siendo los primeros quienes terminarán revelando sus costos con el objetivo de calificar para alguna oferta. Asimismo, la competencia entre los generadores los obligará a presentar precios lo más cercano a su estructura de costos, ya que no hacerlo implica el riesgo de no ser adjudicado con ninguna

oferta por presentar precios demasiado elevados. Esto también representa un riesgo debido a que los generadores pueden ofrecer precios demasiado bajos, incluso haciendo peligrar la rentabilidad del proyecto, lo que lleva finalmente a no ejecutar el mismo.

En este sentido, las subastas han demostrado ser mecanismos eficaces para promover la transparencia y para atraer a nuevas empresas, así como para cumplir con las metas de energías renovables propuestas, igualando la oferta y la demanda (Azuela *et al.*, 2014). En última instancia, serán los encargados de realizar la política energética quienes determinarán hasta que precio están dispuestos a pagar por energía renovables.

No obstante, las subastas han presentado problemas en la ejecución de proyectos, desde incumplimiento de los plazos hasta cancelaciones producto de ofertas con precios demasiado bajos por subestimaciones de costos (del Rio y Linares, 2012). Este riesgo puede ser mitigado al exigirles a los oferentes determinada experiencia o una garantía monetaria, ejecutable en caso de incumplimiento.

Existen diversos tipos de subastas que pueden ser agrupadas bajo dos grandes grupos: subastas a sobre cerrado (sealed-bid auctions) y subastas holandesas (descending clock auctions). En las primeras los subastadores realizan simultáneamente su oferta a sobre cerrado y quien ofrezca el menor precio es adjudicado con un contrato de generación de energía eléctrica. Estas subastas se pueden subdividir en subastas a primer precio, cuando se subasta un único contrato y quien presenta el precio más bajo es el ganador; subastas discriminatorias, donde múltiples contratos son subastados y las ofertas con precios más bajos resultan ganadoras; y subastas a precio uniforme, iguales al caso anterior pero donde todos los ganadores reciben el mismo precio y no el que ofertaron.

Por su parte, en las subastas holandesas es el subastador quien ofrece un precio y los oferentes determinan cuanta energía están dispuestos a generar a ese precio. El subastador irá ofreciendo cada vez menores precios hasta el punto donde la cantidad de energía ofertada sea igual a la cantidad de energía que el subastador pretende incorporar.

El mecanismo elegido en Renovar para el desarrollo de las energías renovables en Argentina se encuadra dentro de las subastas discriminatorias a sobre cerrado. Renovar es una convocatoria abierta, a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA, donde cada oferente simultáneamente presenta su oferta en dos sobres lacrados, que no se abrirán hasta la fecha indicada: una correspondiente a los antecedentes del oferente y requisitos del/los proyecto/s que pretende ofertar y otra con la propuesta económica de cada proyecto. Asimismo, quienes oferten los precios más bajos serán los ganadores recibiendo como retribución el precio que hayan ofertado.

1.12 Comparación de Mecanismos para el Desarrollo de las Energías Renovables

Existen diversas metodologías para analizar y comparar los distintos mecanismos regulatorios, ya sea enfocándose desde el punto de vista de los precios o de las cantidades. Una manera de contrastarlos es mediante los resultados obtenidos por cada uno de ellos en los distintos países.

En el 2005 la Comisión Europea realizó un proyecto (OPTRES) para estudiar los éxitos y los reveses en las políticas de fomento a las energías renovables en la Unión Europea, que se entiende de gran relevancia debido a que evalúa el desarrollo de las energías renovables en Europa, continente precursor en este tema, en sus albores.

El resultado de este proyecto fue un informe de Ragwitz *et al.* (2007) denominado “Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market” que evalúa la eficiencia, entendida como el impacto de un mecanismo regulatorio en el incremento en la generación de energía renovable comparada a un punto referencia, y efectividad, relación costo-beneficio, de los mecanismos más relevantes en la Unión Europea.

En primer lugar, se destaca que durante el período analizado, 1997 a 2006, buena parte de los países de la Unión Europea utilizaron FIT y RPS para promover el desarrollo de las energías renovables, únicamente Francia (eólica y biomasa), Reino Unido e Irlanda utilizaron en algún momento las subastas. Esto contrasta con la mayoría de los países de Latinoamérica que han utilizado las subastas para promover las energías renovables.

En cuanto a la efectividad, aquellos países que aplicaron FIT fueron los que obtuvieron mejores resultados para las tecnologías eólica, biogás y solar, demostrando que la previsibilidad y los bajos costos administrativos y regulatorios del FIT son determinantes a la hora de desarrollar las energías renovables. En cuando a las subastas, Irlanda fue el único país que implementó este mecanismo durante todo el período analizado, Francia y el Reino Unido fueron virando hacia otros mecanismos, con resultados que se encuentran en la media de la Unión Europea únicamente en energía eólica, ya que para el resto de las tecnologías se ubicó considerablemente por debajo del promedio. Por su parte, los esquemas mixtos de Francia (subastas y FIT) y Reino Unido (subastas y RPS) tuvieron poco éxito.

En lo que respecta a la eficiencia, si bien los países que aplicaron FIT obtuvieron los mejores resultados, las subastas también fueron eficientes debido a que se aceptaron las ofertas con los precios más bajos (Jacobs, 2009). El FIT le asegura al generador un precio determinado y previsible, lo que se refleja en un flujo de fondos cierto por un determinado tiempo, reduciendo los riesgos y el costo del financiamiento. Por su parte, debido a su diseño las subastas son uno de los mecanismos más eficientes, ya que la competencia entre los generadores los obliga a presentar precios lo más cercano a su estructura de costos bajo riesgo de no calificar en caso de no hacerlo.

De esta manera, el estudio revela que el FIT es tanto el mecanismo más efectivo como eficiente, con la posibilidad de que sea tecnológicamente neutro, mostrando resultados positivos en el desarrollo de energías renovables en países de baja penetración. En resumidas cuentas, el FIT ha sido uno de los pilares en el éxito de la política energética renovable llevada a cabo por los países de la Unión Europea, con Alemania y España como máximos exponentes.

En contrapartida, los resultados del RPS no fueron demasiado exitosos salvo en tecnologías específicas donde algún país cuenta con ventajas comparativas (biogás en Reino Unido o biomasa en los países escandinavos). Esto es atribuible al mayor riesgo del RPS, ya que a diferencia de un esquema FIT o de subastas los generadores no cuentan con un ingreso cierto.

Asimismo, el éxito en tecnologías con ventajas comparativas es propio del diseño del RPS debido a que los consumidores buscan el mejor precio, fomentando la competencia entre tecnologías.

Las subastas, por su parte, fueron aplicadas por Irlanda durante todo el período analizado, por Francia para biomasa y eólica junto con FIT, a excepción de los años 2002 y 2003 donde solo utilizó este último mecanismo, y por el Reino Unido hasta el 2002. En términos de eficiencia los resultados fueron positivos, atribuibles a las características propias de las subastas, sin embargo el grado de efectividad fue considerablemente bajo en los tres países: en Francia las subastas de biomasa llevaron a una espiral de incremento en los precios de la materia prima y con ello de los precios ofertados por los generadores, debido a la presión de la oferta sobre la demanda, llevando a la subasta cerca del fracaso (Ruokonen et al., 2010), mientras que en eólica la incertidumbre en la viabilidad económica de los proyectos llevó a problemas de financiamiento y desarrollo (del Rio y Linares, 2012); en Irlanda hubo problemas con la conexión a la red y la obtención de permisos, e incluso habiendo contratado más potencia del objetivo en anticipación a la no realización de proyectos los resultados fueron poco alentadores (Steinhilber, 2016); y en el Reino Unido hubo exceso de optimismo con los precios ofertados, ausencia de penalidades por incumplimiento en los contratos e inconvenientes con la obtención de permisos, que llevaron a dificultades en la ejecución de los proyectos (Mitchell y Connor, 2004).

Dejando de lado las experiencias en la Unión Europea para centrarnos en Latinoamérica, Brasil ha sido uno de los precursores en el fomento de la energía proveniente de recursos renovables, con un esquema FIT de 2002 a 2005 y de subastas posteriormente. Si bien el FIT fue exitoso en dar el puntapié inicial, a diferencia de Europa los resultados no fueron tan exitosos debido a un esquema de tarifas demasiado altas, además de dificultades en la obtención de licencias y conexión a la red y requerimientos de contenido local, lo que llevaron al retraso en la construcción de los proyectos (IRENA, 2017). Así, medido en términos de efectividad y eficiencia, el esquema FIT de Brasil logró buenos resultados en el incremento de la energía generada a partir de recursos renovables y no tan buenos en términos de costo-beneficio. Por otro lado, las subastas han resultado muy eficientes, reduciendo considerablemente los precios de una a otra, sin embargo en términos de efectividad Brasil ha tenido inconvenientes en la construcción de los proyectos, con demoras en buena parte de ellos.

De esta manera, tanto la experiencia en la Unión Europea como en Brasil han probado los beneficios de implementar un esquema FIT al inicio de un proceso de desarrollo de energías renovables, así como también las problemáticas recurrentes de las subastas que, si bien resultan muy eficientes, presentan problemas en la ejecución de proyectos: tanto en Irlanda, Francia y el Reino Unido como en Brasil hubo inconvenientes relacionados con problemas burocráticos (obtención de permisos o licencias), de infraestructura (conexión a la red) o financieros, principalmente por la propia dinámica de la subasta que lleva a los oferentes a presentar precios lo más bajo posible, comprometiendo la viabilidad económica del proyecto y conduciendo a su abandono en última instancia.

En lo que respecta a la Argentina, en el año 1998 se estableció una FITP, que en lugar de establecer tarifas como un clásico esquema FIT instauró un esquema de remuneración adicional a las energías renovables, con magros resultados. Posteriormente, en el marco de la Ley 26190, en 2009 se realizaron subastas bajo el programa Genren, que dio el puntapié inicial en la introducción de las energías renovables en la matriz energética del país, aunque con resultados no muy alentadores tanto en términos de efectividad como de eficiencia debido a problemas en la financiación de los proyectos.

Actualmente conviven diversos esquemas en la Argentina: RPS para las demandas de energía eléctrica mayores a 300KW, en el marco de la Ley 27191; net billing bajo la Ley 27424 de 2017 que reglamenta la generación distribuida; incentivos fiscales; y un esquema de subastas (Renovar).

Renovar

En 2016 desde el Estado Nacional se procedió a realizar diversas convocatorias abiertas para la calificación y eventual adjudicación de ofertas, a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, con CAMMESA con el objetivo de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país. Estas licitaciones se encuadran dentro del programa Renovar y ya cuenta con cinco rondas (Renovar 1, Renovar 1.5, Renovar 2, Renovar 2.5 y Renovar 3 o MiniRen).

En el presente apartado se analizará lo más relevante de los pliegos de Renovar y del contrato con CAMMESA y cómo se articulan con la legislación vigente (para información adicional se encuentran los Anexos I y II). Luego se procederá a analizar el marco regulatorio de las energías renovables en Argentina y cómo se incorpora Renovar dentro de la legislación. Posteriormente se realizará un estudio de la subasta propiamente dicha, su estructura en relación a la literatura especializada y sus fortalezas y debilidades. Por último, se analizará el impacto de Renovar en la matriz eléctrica de Argentina.

Cabe mencionar que debido a la escala de los proyectos y a sus características técnicas, no se profundizará en el análisis de Renovar 3 por entender que no es comparable a las rondas anteriores.⁴

1.13 Pliego

Si bien los pliegos de bases y condiciones de Renovar 1, Renovar 1.5, Renovar 2 y Renovar 2.5 presentan algunas diferencias, no son lo suficientemente significativas como para analizar cada pliego por separado. En esencia, los cuatro pliegos proponen las mismas reglas para los participantes de las licitaciones. Es por ello que a continuación se realizará un análisis global, haciendo referencia al pliego de Renovar y no a cada uno en particular, marcando las diferencias que existan entre estos cuando sea necesario. Para mayores detalles del pliego se encuentra en el Anexo I.

En primer lugar es importante definir, de acuerdo al pliego de Renovar, cada una de las tecnologías de generación participantes de la convocatoria:

- **Biogás:** significa la Tecnología de Generación que permite producir energía eléctrica a partir del aprovechamiento de gas producido por la descomposición de materia orgánica.
- **Biogás de Relleno Sanitario:** Significa la Tecnología de Biogás que permite producir energía eléctrica a partir del aprovechamiento del gas producido por la descomposición de la materia orgánica que forma parte de los residuos sólidos urbanos que fueron dispuestos bajo la técnica de relleno sanitario.

⁴ A diferencia de las rondas anteriores, Renovar 3 presenta limitaciones en cuanto a la potencia ofertada máxima de cada central de generación, indiferentemente de la tecnología, con proyectos capaces de conectarse en redes de media y baja tensión.

- Biomasa: significa la Tecnología de Generación que permite producir energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la biomasa vegetal y/o animal a partir de procesos de gasificación y/o de incineración.
- Eólica: significa la Tecnología de Generación que permite producir energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento.
- Pequeño Aprovechamiento Hidráulico: significa la Tecnología de Generación que permite producir energía eléctrica a partir de la energía potencial y cinética contenida en los saltos y cursos de agua, comprendiéndose en esta definición tanto los aprovechamientos que utilizan agua embalsada como los que explotan el agua fluvente siempre que no excedan los 50 MW de potencia nominal.
- Solar: significa la Tecnología de Generación que permite producir energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la radiación solar mediante el fenómeno fotovoltaico.

La asignación de potencia requerida total y por tecnología de las energías mencionadas varía entre Renovar 1, Renovar 1.5, Renovar 2 y Renovar 2.5. En la siguiente tabla se puede apreciar esta distribución:

Tabla 2: Potencia Requerida Total y por Tecnología en cada Ronda de Renovar

Tecnología	Renovar 1 (MW)	Renovar 1.5 (MW)	Renovar 2 (MW)	Renovar 2.5 (MW)	Total (MW)
Eólica	600	400	550	275	1.825
Solar	300	200	450	225	1.175
Biomasa	65	-	100	33,75 ⁵	199
Biogás	15	-	35	33,75 ⁵	84
Biogás R.S.	-	-	15	-	15
PAH	20	-	50	-	70
Total	1.000	600	1.200	568	3.368

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar y Resolución 473/2017 del MINEM.

Asimismo, se establece un precio máximo de adjudicación, precio máximo que se podrá aceptar para su consideración dentro de cada convocatoria para cada tecnología. En este sentido en Renovar 1 el precio máximo de adjudicación para cada tecnología tiene carácter secreto y será revelado con la apertura de los sobres de las propuestas económicas de los proyectos. Por su parte, en el caso de Renovar 1.5 los precios máximos para las tecnologías eólica y solar se calcularon en base al promedio ponderado de los precios de las ofertas adjudicadas en Renovar 1. En lo que respecta a Renovar 2, el precio máximo para las tecnologías mencionadas sigue la misma metodología pero ponderando los precios de las ofertas adjudicadas en Renovar 1 y Renovar 1.5, mientras que para biomasa, biogás y

⁵ De acuerdo a la Resolución 473 de 2017 se buscó cubrir una potencia de 67,50 MW de biomasa y biogás en conjunto.

pequeños aprovechamientos hidroeléctricos se mantienen los precios máximos definidos en Renovar 1 y para el biogás de relleno sanitario se define un nuevo precio.

Finalmente, en Renovar 2.5 el precio máximo de las tecnologías biomasa y biogás surgen del promedio ponderado de los contratos adjudicados para dichas tecnologías en Renovar 2, al que se le adicionan el 50% del incentivo por escala para proyectos biomasa y biogás previsto en el pliego de Renovar 2, incentivo que se desarrollará más adelante. De igual forma, los precios máximos de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica se establecieron de acuerdo al promedio ponderado de los precios de los contratos adjudicados en Renovar 2, para proyectos de las mencionadas tecnologías, ubicados en las regiones de Buenos Aires, Patagonia y Comahue, para la tecnología eólica, y en las regiones del NOA y Cuyo, para la tecnología solar fotovoltaica, por tratarse de los proyectos y los precios más representativos de cada tecnología. En la Tabla 3 se exponen los precios máximos a pagar por tecnología en cada ronda de Renovar.

Tabla 3: Precio Máximo a Pagar por cada Tecnología según Licitación

Tecnología	Renovar 1 (U\$S/MWh)	Renovar 1.5 (U\$S/MWh)	Renovar 2 (U\$S/MWh)	Renovar 2.5 (U\$S/MWh)
Eólica	82	59,39	56,25	40,27
Solar	90	59,75	57,04	41,76
Biomasa	110	-	110	106,73
Biogás	160	-	160	156,85
Biogás R.S.	-	-	130	-
PAH	105	-	105	-

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar y Resolución 473/2017 del MINEM.

Cabe aclarar que en el caso de Renovar 1 los oferentes desconocían el precio máximo de adjudicación, mientras que en Renovar 1.5, Renovar 2 y Renovar 2.5 estos precios eran conocidos por los interesados.

En cuanto a las condiciones para participar, el oferente deberá realizar dos presentaciones: una con los antecedentes del oferente y del proyecto (sobre "A") y otra con la propuesta económica (sobre "B"). Los detalles de ambos se exponen con mayor profundidad en el Anexo I.

Las ofertas podrán estar compuestas por uno o más accionistas, y el oferente deberá acreditar un patrimonio neto mínimo US\$ 250.000 por cada MW de potencia ofertado en cada propuesta, y en el caso que el oferente esté integrado por dos o más sujetos, al menos uno de ellos deberá acreditar cumplir con el requerimiento financiero (denominado socio estratégico). Si bien el requerimiento es elevado, se entiende que el objetivo del mismo es evitar la especulación y que agentes apliquen a Renovar con el objetivo de vender los contratos posteriormente, desvirtuando el objetivo de la licitación. De igual forma, el oferente deberá incluir la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, así como su cuantificación.

Los oferentes deberán presentar un precio con hasta dos decimales, que en caso de adjudicación de la oferta se lo ajustará por un factor de ajuste anual y por un factor de incentivo. El factor de ajuste anual recompensa a la central de acuerdo al tiempo en servicio medido en años, por lo que mientras más años esté en producción una central mayor será su remuneración, mientras que el factor de incentivo premia la pronta instalación y puesta en operación comercial de las centrales de generación. En resumidas cuentas, el fin de ambos factores es mejorar el perfil de ingresos del proyecto y su situación financiera, así como fomentar la ejecución de proyectos en el corto plazo.

Por último, en caso de empate entre ofertas el desempate se producirá mediante el componente nacional declarado, en una manera de fomentar a la industria nacional. En Renovar 1 y 1.5 se considera que dos ofertas se encuentran empatadas cuando existiese una diferencia del precio ajustado ofertado menor a 3% entre ellas, mientras que en Renovar 2 y 2.5 el empate se produce cuando la diferencia entre el precio ofertado ajustado de dos ofertas consecutivas sea menor o igual a 1 US\$/MWh para las tecnologías eólica y solar; 2 US\$/MWh para ofertas de biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos; y 3 US\$/MWh para proyectos de biogás y biogás de relleno sanitario.

1.14 Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA

El contrato de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables entre privados y CAMMESA (en adelante “el contrato”), enmarcado dentro de las licitaciones de Renovar, regular la relación entre los distintos vendedores y un único comprador, CAMMESA, en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM.

El contrato establece que el período de abastecimiento comenzará en la fecha de habilitación comercial y se extenderá por 20 años de producción consecutivos a partir de la mencionada fecha, en el cual el comprador comprará al vendedor toda la energía contratada. Sin embargo, este plazo podrá extenderse si el vendedor no puede cumplir con la obligación de abastecer la totalidad o una porción de la energía contratada como consecuencia de la ocurrencia de un evento de caso fortuito o fuerza mayor.

Asimismo, el contrato establece la posibilidad de ampliación de la central de generación si el vendedor no pudiese cumplir con sus obligaciones contractuales, es decir, si la central generase menos energía de la contratada por CAMMESA el vendedor podrá ampliarla lo estrictamente necesario para vender la energía pactada por ambas partes. En contrapartida, si producto de lo anterior la generación de energía fuese mayor a la estipulada contractualmente, el vendedor podrá comercializar el excedente en el mercado spot o venderlo a terceros.

Si bien resulta razonable la posibilidad de ampliar la potencia en caso de deficiencias de abastecimiento por parte del vendedor, el problema radica en la venta a terceros de la energía adicional generada una vez solucionado los mencionados inconvenientes, debido principalmente a la capacidad de la red de transporte. Si el vendedor ampliase su capacidad ante una situación transitoria de deficiencia de abastecimiento, podría verse imposibilitado de vender a terceros la energía adicional por no contar con la capacidad de transporte suficiente.

En el mismo sentido, los generadores suelen concentrarse en puntos geográficos con las mejores condiciones, incluso Renovar especifica que la potencia debe distribuirse entre diversos puntos del territorio nacional establecidos en la subasta, por lo que si hay intermitencia en el recurso habrá más de un generador afectado. Si todos decidieran ampliar su capacidad ante una situación transitoria de deficiencia de abastecimiento podría producirse una congestión en la red una vez restablecido el recurso, sobre todo teniendo en cuenta que la duración del contrato de abastecimiento admite la posibilidad de que existan ciclos duraderos en el recurso, imposibilitando que los vendedores evacuen la energía por el aumento de la energía producida.

De igual forma, las energías renovables se caracterizan por su intermitencia y la probabilidad de ocurrencia del recurso que permite su funcionamiento (radiación solar, viento, entre otros), por lo que la cuestión de instalar la potencia adicional que sea *estrictamente necesaria* para cumplir con las obligaciones resulta una definición un tanto ambigua.

En cuanto a las obligaciones del vendedor, este deberá abastecer al comprador de manera exclusiva la energía contratada, exceptuando el caso mencionado anteriormente. En caso de deficiencia de abastecimiento el vendedor podrá cubrir el faltante en períodos subsiguientes, es decir, si la central no pudiese abastecer la energía estipulada en el contrato para un año determinado podrá suministrar el faltante en otro período.

Por la energía abastecida el comprador pagará al vendedor, tal como se expuso anteriormente, el precio ofertado en la subasta más un factor de ajuste anual y un factor de incentivo de acuerdo al mes y año que se encuentre comprendido. Cualquier pérdida de transmisión de la energía contratada con anterioridad a su inyección en el punto de entrega será por cuenta del vendedor y no será remunerada por el comprador.

Otro punto a destacar es la cláusula de tomar o pagar (“take-or-pay”), que expresa que si a partir de los 30 meses contados desde la fecha de adjudicación de las ofertas el corredor del sistema de transporte ampliado no se encontrase concluido y habilitado comercialmente por razones distintas a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, y el proyecto ya contase con la habilitación comercial, el comprador se obliga a pagar al vendedor la energía al precio adjudicado hasta la fecha de habilitación comercial del sistema de transporte ampliado. El inconveniente radica en los tiempos de instalación de las mencionadas energías, ya que montar un parque eólico demora aproximadamente dos años (24 meses) y un parque solar fotovoltaico incluso menos, sin contar el tiempo de demora de los estudios previos, que se entiende se encuentran realizados para ingresar en la licitación.

Igualmente, el contrato presenta una cláusula de revisión ante condiciones económicas, legales o de otra naturaleza que no sean atribuibles a las partes, sean extraordinarios e imprevistas, y resulten en la excesiva onerosidad en el cumplimiento del contrato por cualquiera de las partes.

También se destaca que la disminución de los precios de la energía no podrá ser invocada para fundar una solicitud de revisión de las condiciones contractuales, así como que todos los términos y condiciones se mantendrán válidos y vigentes hasta que las partes lleguen a un acuerdo sobre la revisión de las condiciones contractuales afectadas o hasta que se ordene

mediante el procedimiento de solución de controversias. Cabe mencionar que cualquier litigio, controversia o reclamación se resolverá mediante arbitraje de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI).

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público, así como también el Estado posee una participación accionaria en la misma. Quienes son los encargados de llevar adelante las políticas económicas y energéticas del país son también quienes ostentan poder de decisión en la empresa, que en tiempos recientes han influido directamente en el accionar de CAMMESA. Con estos antecedentes, una cláusula de revisión bajo hechos que “no sean atribuibles a las partes” o “sean extraordinarios e imprevistos” no deja de generar cierto recelo.

De igual forma, el contrato establece una cláusula de cesión de los derechos y obligaciones del vendedor y del comprador, donde ninguna de las partes podrá cederlos sin el previo consentimiento por escrito de la otra. Sin embargo, el comprador sí podrá transferir el contrato a favor de uno o más agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, de acuerdo con lo que oportunamente establezca la regulación, siempre que tal transferencia no afecte la validez u operatividad de los derechos del vendedor. Al no especificar si es necesario contar con el consentimiento del comprador, esta cláusula atenta contra la libertad del vendedor de elegir a sus clientes, con la posibilidad de operar contra sus intereses comerciales.

1.15 Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables

La Ley 27191 creó el FODER, un fideicomiso de administración y financiero que rige en el territorio de la República Argentina. Posteriormente, los Decretos 531/2016 y 471/2017 reglamentaron esta Ley y al FODER.

En primer lugar, en un fideicomiso financiero una persona (fiduciante) transmite la propiedad fiduciaria de un bien determinado a otra (fiduciario, que debe ser una entidad financiera) quien se obliga a ejercerla en beneficio de quien se designe en el contrato (beneficiario), quien posee certificados de participación o títulos representativos garantizados con los bienes transmitidos (CNV, 2007).

En el caso del FODER, el objetivo del fondo es aplicar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos a los fines de viabilizar 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 los términos de la legislación nacional.

Por otro lado, el FODER también tiene como fin garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago de CAMMESA por la energía contratada en el marco de Renovar, comprar proyectos ante eventos de rescisión, y proveer a los beneficiarios acceso a la garantía Banco Mundial por los montos y plazos solicitados por los oferentes en sus ofertas.

En relación a este último punto, el Banco Mundial garantizará la obligación del Estado Nacional de remitirle al FODER los recursos necesarios para realizar el Pago del Precio de Venta del Proyecto bajo el Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER. De esta manera, en caso de que CAMMESA no pudiera hacer frente a sus obligaciones, los fondos serán obtenidos del FODER, que si tampoco pudiese realizar los pagos comprometidos el Banco Mundial actuará como garante en última instancia. Cabe mencionar que la garantía del Banco Mundial es optativa para los oferentes, debiendo informar si desean o no adherir a la misma.

El Estado nacional, a través del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, es el fiduciante y fideicomisario del fondo y el BICE el fiduciario. Asimismo, CAMMESA también es parte del contrato de fideicomiso y los beneficiarios deben contar con domicilio o estar constituidos en la Argentina.

En cuanto a los recursos del FODER, el patrimonio se compone de recursos del Tesoro Nacional, cargos específicos a la demanda de energía, recupero de capital e intereses de financiaciones otorgadas, dividendos y utilidades por participaciones del fondo en proyectos, entre otros (para más detalles ver el Anexo III). En este sentido, los instrumentos que utilice el FODER pueden estar nominados en pesos o en dólares estadounidenses, aunque siendo finalmente pagados en pesos, y deberán entregarse con prioridad a aquellos emprendimientos que acrediten mayor porcentaje de componentes nacionales.

1.16 Inserción de Renovar en la Legislación Argentina

La legislación es determinante en cuando a los objetivos que se quieren alcanzar y cuáles son los deberes y obligaciones de las grandes demandas, demandas menores y CAMMESA. Sin embargo, el medio para lograr tal fin no resulta tan claro.

Las Leyes 26190 y 27191 exponen que las grandes demandas podrán autogenerar energía renovable, contratarla de terceros o comprarla directamente a CAMMESA. Por su parte, el Decreto 531/2016 establece que en caso de negociar con CAMMESA, las grandes demandas quedarán alcanzadas por el límite de precio de los U\$S 113/MWh, dentro del cual se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización. Asimismo, el precio del megavatio hora que abonarán las grandes demandas será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por la misma. De esta manera, los costos, riesgos y beneficios de esta opción se encuentran definidos en la legislación vigente.

En lo referido a la autogeneración, la legislación no hace mención a la misma ya que ni siquiera es definida, por lo menos no para grandes usuarios. Si bien los costos de esta opción pueden ser calculados internamente por cada empresa, el no haber un marco legal donde se encuadre genera interrogantes que deberán ser solucionados en el futuro. Por último, se entiende que la contratación de energía renovable a terceros quedará encuadrada dentro de la Ley 24065 y del MATER (Resolución 281/2017 del 18 de agosto de 2017 del Ministerio de Energía y Minería), el cual no se profundizará en este trabajo.

De esta manera, las Leyes 26190 y 27191 y el Decreto 531/2016 determinan el mecanismo de contratación de energía renovable a través de CAMMESA, así como se definen los costos de esta opción, mientras que los contratos entre terceros quedan enmarcados en la Ley 24065 y

del MATER, donde se especifica que los contratos entre generadores y grandes demandas son de libre negociación entre las partes. Por su parte, la opción de la autogeneración actualmente queda por fuera de la legislación vigente, por lo menos para las grandes demandas o autogeneradores del MEM.

En relación al contrato entre los generadores y CAMMESA, los mayores interrogantes pasan por la terminación del mismo. En este sentido, uno de los causales de rescisión es la falta de pago de CAMMESA, que hasta hace no demasiado tiempo ostentaba cuantiosas deudas con los generadores y antecedentes de mal pagador. Además, CAMMESA es quien concentra todos los contratos de las licitaciones de las sucesivas Renovar, por lo que resulta razonable pensar que, en el caso de que la empresa presentase dificultades para garantizar el pago a los generadores, se presentaría un escenario de incumplimientos generalizados, activando la cláusula de rescisión de más de un contrato. Esto llevaría a los generadores a tener que buscar nuevos clientes en un mercado no muy voluminoso, por lo que habría un exceso de oferta de energías renovables. De esta manera, el monopolio de CAMMESA puede representar un riesgo de mercado elevado para los generadores en caso de una ruptura de la cadena de pagos.

Por otro lado, en el Decreto 882 se establece que el Estado Nacional podrá celebrar contratos con los beneficiarios de las Leyes 26190 y 27191, que a su vez hayan suscripto a contratos con CAMMESA, que prevean derechos de opción de compra y venta ante los incumplimientos mencionados en el apartado donde se expuso este Decreto. Si bien en el contrato con CAMMESA este derecho no se ve reflejado, de acuerdo al Decreto: la opción de compra de la central de generación a favor del Estado Nacional deberá establecerse por un precio inferior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción, y la opción de venta de la central de generación a favor de su titular deberá establecerse por un precio que en ningún caso podrá ser superior a la inversión no amortizada al momento en que se ejerza la opción. Esta es una solución que podría evitar los riesgos de mercado de los generadores, ya que cuentan con la opción de venta de sus centrales en caso de incumplimientos. Sin embargo, el precio de compra únicamente refleja el valor contable de los activos, no tiene en cuenta ni los riesgos asumidos por el generador durante la construcción ni los beneficios económicos del proyecto, por lo que no refleja el verdadero valor de la central. Adicionalmente, y como se expuso, llama la atención que esta cláusula no fuese incluida en el contrato entre los generadores y CAMMESA, debido a que le otorga al vendedor una opción adicional en caso de no poder encontrar un nuevo comprador.

Asimismo, el contrato presenta una relación desigual en lo que refiere a la transferencia del mismo. Si bien ninguna de las partes puede ceder sus derechos y obligaciones sin el consentimiento del otro, el comprador sí puede transferir el contrato a favor de otro agente del MEM, ya sea distribuidor o un gran usuario. Esta cláusula presenta incertidumbre para el vendedor, ya que no conoce cuál será finalmente la duración de la relación con CAMMESA, y atenta contra su capacidad de decisión, debido a que tampoco se especifica si puede negarse a operar con otro comprador.

Otro punto a considerar es la capacidad de la red de transporte. El contrato permite la ampliación de la potencia en caso de una deficiencia de abastecimiento, y una vez subsanada la misma la posibilidad de vender la energía adicional a terceros. Si bien en principio esta idea

es razonable, ya que le otorga al vendedor una solución en caso de no poder cumplir con sus obligaciones, no tiene en cuenta la capacidad de la red: si la red no cuenta con capacidad de transporte el vendedor no podrá vender la energía adicional a terceros.

1.17 Estructura de la Subasta

Como se mencionó anteriormente, Renovar puede ser clasificada como una subasta discriminatoria a sobre cerrado. El principal inconveniente con estas subastas es que los oferentes presentan un único precio que no puede ser ajustado posteriormente, por lo que todas las incertidumbres son trasladadas a esta única oferta (Maurer y Barroso, 2011). Una forma de minimizar esta incertidumbre consiste en exigir los permisos, mediciones y documentaciones de la central de generación a construir que permitan al subastador y al oferente tener la mayor y mejor información posible, disminuyendo el riesgo y con ello los precios a ofertar. Otra posibilidad es generando un alto grado de competencia entre los oferentes, lo que le abre un gran abanico de posibilidades al subastador para la elección de las ofertas con menores precios.

En este sentido, cuando las subastas presentan poca competencia entre sus participantes, principalmente si existen pocos oferentes, pueden generarse comportamientos tendientes hacia la colusión que incrementen los precios, o que la subasta quede desierta por el bajo grado de participación. Para ello resulta fundamental evaluar el mercado antes de realizar una subasta.

Por otro lado, existe mucha experiencia y literatura acerca de subastas a sobre cerrado, por lo que es claro tanto para el subastador como para el oferente cómo funcionan, por lo que los costos de participación tienden a ser bajos (Maurer y Barroso, 2011). Esto fomenta la participación y, como se mencionó anteriormente, mientras mayor sea la participación mayor será la competencia y con ello menores serán los precios.

A continuación se analizarán las principales características Renovar, tanto la estructura de la subasta como de las condiciones y exigencias expuestas en los pliegos y en el contrato con CAMMESA.

1.17.1 Discriminación por Tecnología

Las subastas energéticas pueden ser neutrales ante las tecnologías, es decir que todas las fuentes de generación compiten entre ellas, o pueden ser específicas para alguna tecnología puntual que se quiera desarrollar. En términos de la obtención de los menores precios, la mejor alternativa son las subastas neutrales, ya que maximizan la competencia, mientras que si existe alguna política energética que pretenda desarrollar una tecnología en particular, son preferibles las subastas específicas (Maurer y Barroso, 2011). Esta última alternativa es la elegida para Renovar.

Renovar es una subasta específica para tecnologías de generación mediante recursos renovables, que no compiten entre ellas debido a que existe un cupo específico para cada tecnología, es decir, el objetivo de Renovar no es la obtención de una cantidad determinada de megawatts de energía renovable, sino un monto específico de cada tecnología en particular.

De igual forma, la subasta también es geográficamente específica, ya que la potencia debe distribuirse entre diversos puntos del territorio nacional establecidos.

En este sentido, las subastas no pueden presentar los resultados más eficientes cuando existen otras motivaciones políticas a la hora de diseñarlas e implementarlas, debido a que restringen su efectividad en la obtención de los menores precios posibles. Las subastas no pueden garantizar la alternativa menos costosa si la minimización de los costos no es el objetivo principal (Maurer L. T. A. & Barroso, L. 2011). Resulta más que evidente que el objetivo de Renovar trasciende la búsqueda de los precios más bajos, abogando por diversificar la matriz energética, promoviendo las diferentes tecnologías y fomentando el desarrollo de distintos puntos del país. Estos objetivos se encuentran debidamente expresados por parte de las autoridades en el llamado de convocatorias abiertas, por lo que son de público conocimiento para los oferentes.

1.17.2 Subastas Ocasionales

Uno de los factores fundamentales a la hora de lograr precios competitivos consiste en la previsibilidad. Cualquier sistema de subastas intermitente, con procesos *stop-and-go*, genera inestabilidad y riesgos para los inversores, por lo que debe existir un calendario anunciando las subastas futuras (del Rio y Linares, 2012). Esta previsibilidad garantiza que los agentes puedan diagramar sus inversiones, realizando una optimización intertemporal debido al conocimiento de que podrá participar, o no, en subastas futuras. La intermitencia le plantea al inversor el riesgo de que la próxima subasta sea distante en el tiempo, por lo que puede precipitarse en tomar la decisión de participar aún sin el *know how* o la maduración tecnológica adecuada. De esta manera, ya sea por la imposibilidad de una optimización intertemporal de la inversión o a los fines de compensar los riesgos relacionados con su falta de experiencia o maduración tecnológica, los agentes terminarán ofertando precios mayores que de existir subastas programadas. En el largo plazo, las subastas programadas le proporcionan certezas al inversor y a los desarrolladores de tecnologías renovables acerca del desenvolvimiento del mercado a futuro (del Rio y Linares, 2012).

Por otro lado, los procesos *stop-and-go* perjudican a las inversiones en empresas locales y al desarrollo de la cadena de abastecimiento (Lucas, Ferroukhi y Hawila, 2013). Si el objetivo es el desarrollo de la industria nacional la misma debe tener garantías de continuidad en la política de fomento de las energías renovables, de manera de que se justifiquen inversiones en empresas prestadoras de servicios o proveedoras de bienes a la industria energética. La falta de un esquema de subastas genera incertidumbre de que solamente se trate de una política transitoria, una oportunidad momentánea para las empresas nacionales, y no se vislumbre un crecimiento sostenido de las energías renovables que garantice un mercado estable. Al final de cuentas, las empresas locales no invertirán en el proceso de generación de conocimientos o de *know how* ni se producirán economías de escala, otro factor relevante en la formación de los precios de la energía.

En Argentina se estableció la primera convocatoria abierta, Renovar 1, en 2016. El éxito de la misma llevó a las autoridades a realizar una nueva convocatoria con las ofertas de Renovar 1 que no fueron seleccionadas y fueran capaces de readecuar el precio ofrecido (Renovar 1.5).

Asimismo, el año siguiente se abrió una nueva convocatoria, Renovar 2, con la sucesiva ampliación para que las ofertas calificadas pero no adjudicadas adecuen su oferta económica (Renovar 2.5). Es preciso señalar que durante el anuncio de Renovar 1 no se especificó si se iban a realizar subastas en el futuro, además de que la convocatoria siguiente fueron resultado de la sobre oferta de Renovar 1 más que de una planificación de las autoridades, lo cual habla de la falta de previsión.

En este sentido, lo único semejante a un cronograma es la Ley 27191, que establece los porcentajes de energías renovables mínimos que se deben alcanzar en el consumo eléctrico nacional desde el 2017 hasta el 2025: 8% en 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. Cabe mencionar que la Ley 27191 modificó a la 26190, donde se establecía alcanzar un mínimo de 8% en 2016, por lo que este cronograma tampoco garantiza al inversor que los objetivos expuestos en la nueva Ley vayan a cumplirse y no sean pospuestos en algún momento. De esta manera, en principio este sendero no garantiza al inversor la realización de subastas futuras.

1.17.3 Duración de los Contratos

Las energías renovables se caracterizan por su elevado costo de capital, por lo que resulta crucial para el inversor determinar cuánto tiempo le demandará recuperar la inversión realizada. De igual forma, la duración del contrato tiene incidencia en la capacidad de financiamiento de un proyecto así como en la estabilidad de los ingresos.

En este sentido, contratos demasiado cortos generan que los inversores oferten precios elevados para poder recuperar su inversión dentro del período del contrato, mientras que contratos de largo plazo le facilitan al inversor conseguir financiamiento, lo que le permite ofertar menores precios en la licitación (del Rio y Linares, 2012). De esta manera, si el objetivo es conseguir los precios más bajos posibles los contratos de largo plazo resultan fundamentales ya que le dan garantías al inversor y reducen los riesgos en la volatilidad de los ingresos. La experiencia indica que en buena parte de los países la duración de los contratos más extensos varía entre los diez y los veinticinco años, dependiendo de la tecnología (como es el caso de Brasil, China e India, entre otros). En lo que respecta a la Argentina, los contratos ofrecidos bajo el esquema de Renovar son de veinte años, por lo que se encuadran dentro de las prácticas normales del mercado.

1.17.4 Precio Máximo de Adjudicación

El precio máximo es el precio límite hasta el cual la autoridad considerará una determinada oferta, ya que los proyectos que presenten precios superiores a este tope serán descartados. La formulación de este precio representa un reto para las autoridades debido a la asimetría de la información existente entre estas y los generadores, además de que un precio máximo demasiado bajo conlleva el riesgo de declarar a la subasta desierta, frustrando la convocatoria.

De igual forma, resulta crucial no revelar el precio máximo a los oferentes, fundamentalmente cuando todavía existe asimetría de la información entre las autoridades y los generadores, debido al desconocimiento del primero de los precios de mercado, con el objetivo de evitar

que los generadores presenten ofertas cercanas a este precio aprovechándose de su situación (Lucas, Ferroukhi y Hawila, 2013). Revelar el precio máximo es resignar una de las herramientas más relevantes a la hora de realizar una subasta, ya que representa una de las pocas ventajas que las autoridades tienen frente a la información de los generadores acerca del mercado y los precios.

En este sentido, se puede citar a Sudáfrica como un ejemplo contrario a las prácticas recomendadas y cuyos resultados no fueron demasiado exitosos: las autoridades revelaron el precio máximo, no pudiendo obtener precios bajos debido a que los oferentes presentaron precios cercanos al mismo, así como en algunas tecnologías no se asignaron proyectos, lo que es una señal de que los precios máximos formulados podrían haber sido demasiado bajos (Lucas, Ferroukhi y Hawila, 2013).

El pliego de Renovar define un precio máximo de adjudicación, precio máximo al que, para cada tecnología, se podrá adjudicar un Contrato de Abastecimiento. En el caso de Renovar 1 este precio, que difiere según la tecnología, es de carácter secreto por lo que los oferentes no cuentan con una referencia a la hora de determinar qué precio ofertarán, lo que plantea un incentivo para no ofrecer precios demasiado elevados o alejados de la estructura de costos.⁶

Por su parte, en lo que respecta a Renovar 1.5, Renovar 2 y Renovar 2.5 los precios máximos de adjudicación por tecnología son definidos por las autoridades, y conocidos por los oferentes, previamente a la recepción de ofertas. En el caso de Renovar 1.5 los precios máximos para las tecnologías eólica y solar se calcularon en base al promedio ponderado de los precios de las ofertas adjudicadas en Renovar 1. En lo que respecta a Renovar 2, el precio máximo para las tecnologías mencionadas sigue la misma metodología pero ponderando los precios de las ofertas adjudicadas en Renovar 1 y Renovar 1.5, mientras que para biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos se mantienen los precios máximos definidos en Renovar 1 y para el biogás de relleno sanitario se define un nuevo precio.

Finalmente, en Renovar 2.5 el precio máximo de las tecnologías biomasa y biogás surgen del promedio ponderado de los contratos adjudicados para dichas tecnologías en Renovar 2, al que se le adicionan el 50% del incentivo por escala para proyectos biomasa y biogás previsto en el pliego de Renovar 2, incentivo que se desarrollará más adelante. De igual forma, los precios máximos de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica se establecieron de acuerdo al promedio ponderado de los precios de los contratos adjudicados en Renovar 2, para proyectos de las mencionadas tecnologías, ubicados en las regiones de Buenos Aires, Patagonia y Comahue, para la tecnología eólica, y en las regiones del NOA y Cuyo, para la tecnología solar fotovoltaica, por tratarse de los proyectos y los precios más representativos de cada tecnología.

⁶ Cabe mencionar que la Ley 27191 expone un precio máximo de U\$S 113/MWh para contratos suscriptos por las grandes demandas con generadores o distribuidores, y que el Decreto 531/2016 utiliza este mismo precio máximo a pagar para grandes demandas que elijan comprar energía renovable a CAMMESA, más diversos cargos que aplica esta última. Este precio si podría ser tomado como referencia por parte de los oferentes a la hora de formular sus precios, aunque no deja de ser un tanto elevado.

Dado que Renovar 1.5 y 2.5 invitan a los oferentes de las distintas tecnologías que no hayan sido adjudicados con un contrato a realizar una nueva oferta, el revelar el precio máximo de adjudicación no representa una amenaza, ya que el mercado se encontraba interesado en seguir participando y las autoridades ya habían sobre cumplido el objetivo planteado. Algo similar ocurre en Renovar 2, donde si bien se abrió la licitación a cualquier interesado las autoridades conocían la existencia de un interés por parte de los generadores de ser adjudicados con un contrato.

1.17.5 Cláusulas de Ajuste en los Precios

En contextos de inestabilidad cambiaria y/o de inflación, conceptos íntimamente relacionados, existe el riesgo de que los inversores vean disminuir sus ingresos si no existen cláusulas de ajuste. La combinación de tarifas congeladas y costos crecientes, producto de la inflación doméstica o depreciación cambiaria, genera pérdidas para los inversores y contracciones en los ingresos en divisas. En contraposición, la ausencia de cláusulas de ajuste permite que la generación se vuelva gradualmente menos costosa, beneficiando a los consumidores (Azuela *et al.*, 2014). Este escenario refleja la situación del mercado eléctrico argentino durante más de una década.

De acuerdo con Renovar, el precio pactado se encuentra expresado en dólares estadounidenses pero el vendedor facturará en pesos aplicando el tipo de cambio correspondiente al día hábil anterior a la fecha de vencimiento de la liquidación de ventas, último día del plazo de pago. De esta manera, si bien el precio se encuentra atado al dólar, minimizando el riesgo cambiario, el vendedor terminará facturando en pesos. Esto perjudica particularmente a los inversores extranjeros, ya que en caso de no existir un mercado libre cambiario no podrán girar sus utilidades al exterior, situación que se puede agravar si el peso se encuentra apreciado frente al dólar.

De igual forma, los antecedentes de la Argentina en el cumplimiento de los contratos de energía eléctrica en dólares estadounidenses no son los mejores, basta con remitirse a la Ley de Emergencia Económica N° 25.561 del 2002 que congeló y pesificó las tarifas de los servicios públicos, que lejos de ser una situación transitoria en aras de salir de la crisis terminó constituyéndose en la normalidad, prorrogándose hasta fines de 2015.

No obstante, el contrato presenta una cláusula de revisión de las condiciones siempre que las condiciones económicas, legales o de otra naturaleza no sean atribuibles a las partes, sean extraordinarios e imprevistos, y resulten en la excesiva onerosidad en el cumplimiento del contrato por cualquiera de las partes.

Asimismo, de acuerdo al Decreto 882/2016 se establece el derecho de compra por parte del Estado Nacional de los activos físicos del generador ante la imposibilidad de adquirir dólares estadounidenses o de convertir pesos a dólares estadounidenses en la República Argentina. Si bien, como se expuso anteriormente, el precio de compra únicamente refleja el valor contable de los activos y no tiene en cuenta ni los riesgos asumidos por el generador durante la construcción ni los beneficios económicos del proyecto, por lo que no refleja el verdadero valor de la central, este derecho de compra es una salida para el generador.

1.17.6 Componente Nacional

Por componente nacional se entiende al porcentaje de los costos totales del proyecto que se deben a la adquisición de bienes o servicios a empresas locales. En el caso de Renovar, el componente nacional se circunscribe a la integración de bienes producidos localmente en la instalación electromecánica, excluyendo la obra civil.

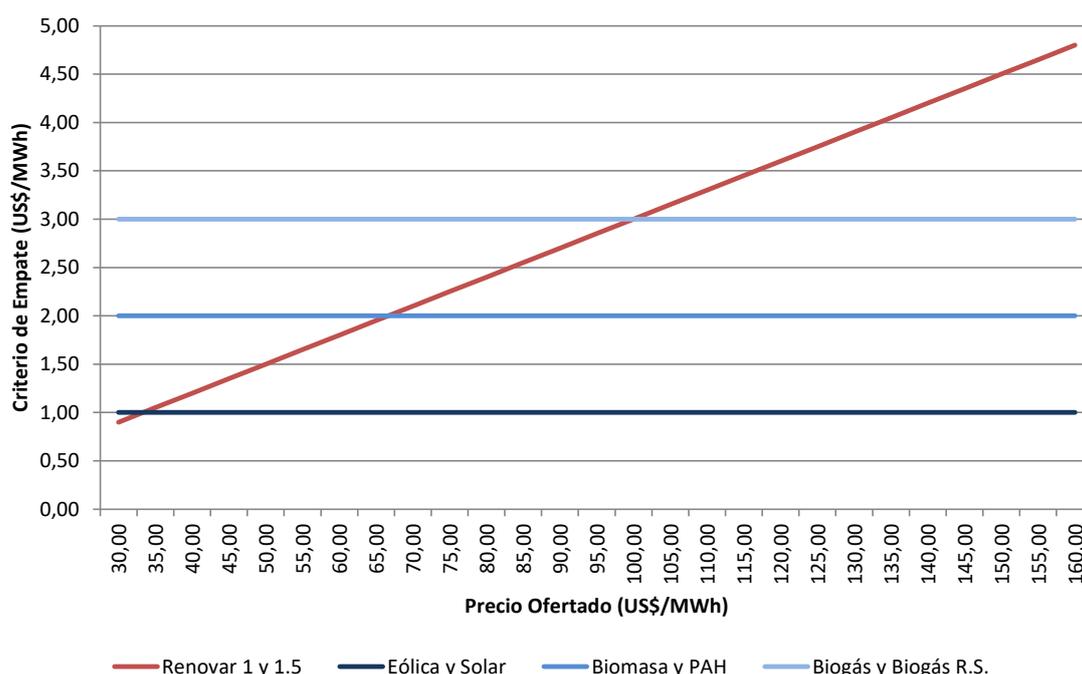
Los requerimientos de componente nacional favorecen al desarrollo local y la creación de empleo, sin embargo, deben tenerse en cuenta diversos factores antes de efectuar esta exigencia, tales como el tamaño del mercado, a los fines de determinar si la industria está capacitada para proveer el equipamiento necesario y evitar demoras (como ocurrió en Brasil que contaba con una única empresa manufacturera operativa, generando retrasos en los proyectos) o la velocidad de reacción de la industria ante este nuevo shock de demanda (Lucas, Ferroukhi y Hawila, 2013). Asimismo, debe tenerse en cuenta la competitividad de la industria nacional, debido a que los costos de los bienes industriales inciden directamente en los costos de los inversores y en los precios a ofertar.

De igual forma, la ausencia de requerimientos de contenido local puede incentivar el ingreso de inversores extranjeros, como es el caso de Perú (Lucas, Ferroukhi y Hawila, 2013). Mientras más oferentes ingresen en la subasta mayores son las probabilidades de obtener menores precios, tanto cuantitativamente, por el número de oferentes, como cualitativamente, ya que las empresas extranjeras suelen contar con mayor experiencia en el sector.

En Renovar el componente nacional resulta relevante para mayores beneficios fiscales y en caso de empate entre ofertas, ya que CAMMESA elabora un orden de mérito de las ofertas en función del valor de componente nacional declarado. Como se mencionó anteriormente, en Renovar 1 y 1.5 se considera que dos ofertas se encuentran empatadas cuando existiese una diferencia del precio ajustado ofertado menor a 3% entre ellas, mientras que en Renovar 2 y 2.5 el empate se produce cuando la diferencia entre el precio ofertado ajustado de dos ofertas consecutivas sea menor o igual a 1 US\$/MWh para las tecnologías eólica y solar; 2 US\$/MWh para ofertas de biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos; y 3 US\$/MWh para proyectos de biogás y biogás de relleno sanitario.

El criterio original del 3% ponderaba a todas las ofertas por igual, independientemente del precio ofertado o la tecnología. Por su parte, en el criterio de Renovar 2, al ser un valor absoluto existe una discriminación entre ofertas, más allá de la tecnología, debido a que el peso relativo de este valor disminuye a medida que los precios ofertados son mayores (1 US\$/MWh es el 10% de una oferta de 10 US\$/MWh y el 3% de una de 40 US\$/MWh). En el Gráfico 3 se pueden apreciar los criterios para considerar que dos o más ofertas se encuentran empatadas de acuerdo a Renovar 1 y 1.5, en bordó, y a Renovar 2 y 2.5 según la tecnología, en distintas tonalidades de azul.

Gráfico 3: Criterio de Empate según el Precio Ofertado en Renovar



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar.

Como se puede observar, el criterio de empate de Renovar 1 y 1.5 resulta mucho más amplio que el de Renovar 2, ya que a medida que aumenta el precio ofertado aumenta la distancia a considerar a los fines de determinar que dos ofertas o más se consideren empatadas. De esta manera, para una oferta de 60 US\$/MWh se considera una distancia de precio menor a 2 US\$/MWh, para las energías eólica y solar, mientras que para una de 80 US\$/MWh la distancia a tener en cuenta es de 2 US\$/MWh para las mismas tecnologías. Por su parte, en Renovar 2 y 2.5 la distancia a considerar es 1 US\$/MWh independientemente del precio ofertado.

Otro punto a resaltar es el valor que hace indiferente aplicar el criterio de Renovar 1 y 1.5 o el de Renovar 2 y Renovar 2.5: para las energías eólica y solar el precio de indiferencia es 33 US\$/MWh, mientras que para las tecnologías biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, por un lado, y biogás y biogás de relleno sanitario, el precio de indiferencia es 67 US\$/MWh y 100 US\$/MWh, respectivamente. Para toda oferta menor a esos valores al aplicar el criterio de Renovar 2 y 2.5 se ven beneficiadas ya que competirán por desempatar con un rango más acotado de ofertas, tomando menor relevancia el componente nacional.

A modo de ejemplo, en la Tabla 4 se exponen los precios máximos a adjudicar en Renovar 2 y 2.5 de acuerdo a cada tecnología y las ofertas con las que debería competir un generador que ofertase ese precio según los criterios de empate expuestos en Renovar 1 y 1.5, Renovar 2 y Renovar 2.5.

Tabla 4: Empate entre Ofertas por el Precio Máximo a Adjudicar por Renovar 2

Tecnología	Precio Máximo (US\$/MWh)	Criterio Renovar 1 y 1.5 (US\$/MWh)	Criterio Renovar 2 y 2.5 (US\$/MWh)
Eólica	56,25	54,56	55,25
Solar	57,04	55,33	56,04
Biomasa	110	106,7	109
Biogás	160	155,2	159
Biogás R.S.	130	126,1	129
PAH	105	101,85	104

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar.

Como se puede apreciar, en caso de que un generador ofertase el precio máximo a adjudicar en Renovar 2 y 2.5 competiría con ofertas dentro un rango de precios más acotado que si se hubiese continuado con el criterio de empate de Renovar 1 y 1.5. De esta manera, se puede concluir que con el criterio de empate de Renovar 2 y 2.5 se le da un menor peso al componente nacional, ya que las ofertas competirán en caso de empate con otras ofertas ubicadas en un rango de precios más acotado que en Renovar 1 y 1.5.

Por último, se puede mencionar que Renovar no expone un criterio restrictivo del componente nacional que debe tener cada proyecto para calificar, sino que circunscribe su importancia a una situación puntual, lo que le permite a los inversores mayor libertad en su decisión de incorporar o no bienes nacionales. Teniendo en cuenta que Argentina es un país con grandes ventajas comparativas en cuanto a recursos renovables, pero no así tecnológicos, esta decisión apunta hacia la obtención de los menores precios posibles en las ofertas.

1.17.7 Requerimientos

Renovar exige que la propuesta identifique el alcance y características generales del proyecto, desde la concepción del mismo hasta la futura operación comercial de la central de generación; evaluación de impacto ambiental; layout de la central; acreditación del inicio del trámite para la inscripción del proyecto como agente generador; y documentación que demuestre la disponibilidad del inmueble en donde estará emplazado el proyecto durante toda la vida del contrato de abastecimiento, así como la habilitación para la actividad que se pretende realizar. Estos requisitos resultan cruciales a la hora de garantizar la construcción de la central, debido a que los oferentes ya deben contar con el espacio físico en donde emplazar el proyecto, evitando negociaciones por los terrenos que podrían retrasar considerablemente la ejecución de las obras, así como procesos burocráticos extensos para las habilitaciones correspondientes, desde ambientales hasta aquellas que permiten el desarrollo de la actividad.

Asimismo, el oferente deberá presentar documentación que acredite que el proyecto cumple con todos los requisitos necesarios para obtener el permiso de acceso a la red, o que contemple en sus costos todas aquellas inversiones necesarias para realizar la conexión. De esta manera, la conexión a la red está técnicamente garantizada, permitiendo que la central entregue su producción de energía eléctrica una vez construida, y en caso de necesitar

inversiones los costos de conectarse a la red deberían incluirse dentro del precio ofertado por estar contemplados, disminuyendo la incertidumbre.

Habida cuenta de que numerosas subastas han presentado inconvenientes en la ejecución de proyectos por problemas de obtención de permisos y conexión a la red, estos requerimientos permiten disminuir los riesgos de adjudicar contratos a proyectos que finalmente no se desarrollarán considerablemente.

Por último, el oferente deberá presentar un reporte de producción de energía que incluya la evaluación del recurso, su prospectiva y la generación eléctrica estimada para los primeros veinte años de vida de la central de generación, así como estudios y documentación que permitan acreditar el rendimiento de las máquinas y equipos que se encuentran comprometidos en la oferta, la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes de la central de generación, el proveedor y su origen. De esta manera, se le exige al oferente toda la documentación necesaria que demuestre cuál es la capacidad de generación de la central, desde mediciones del recurso en sí hasta las características de los equipos utilizados, de manera de que la capacidad de generación ofertada se condiga con la potencia de la central a construir, minimizando cualquier potencial inconveniente en la energía finalmente producida y entregada.

1.17.8 Garantías de Cumplimiento del Oferente

De acuerdo al pliego de Renovar los oferentes respaldarán el cumplimiento de todas las obligaciones requeridas constituyendo una “Garantía de Mantenimiento de Oferta” de treinta y cinco mil dólares (US\$ 35.000 mil) por cada MW de potencia ofertada por un plazo de 180 días prorrogable. Esta garantía será ejecutada por CAMMESA en caso del retiro anticipado de la oferta por parte del oferente, entre otras circunstancias relacionadas con la integridad de la oferta. Asimismo, al adjudicatario de un contrato de abastecimiento con CAMMESA le será restituida su garantía de mantenimiento de oferta contra la presentación de evidencia de constitución de la correspondiente “Garantía de Cumplimiento del Contrato”. Esta última, que se compone de doscientos cincuenta mil dólares (US\$ 250.000) por cada MW de potencia contratada por un plazo no menor a un año, con la posibilidad de que sea renovado, respalda el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios.

La lógica detrás de las garantías es que los oferentes sean empresas interesadas en el desarrollo de proyectos energéticos y no en el negocio financiero de ser adjudicatario de una oferta y revenderla al mejor postor, atentando contra los principios de Renovar y el objetivo de la política energética nacional. De igual forma, las garantías dotan a los proyectos de mayor seguridad, ya que en caso de no ejecución de las obras en tiempo y forma el oferente y/o adjudicatario perderá la misma, lo que en muchos casos representa un costo oneroso.

Sin embargo, estas garantías exigidas representan un costo financiero para los oferentes y/o adjudicatarios, ya que son montos puestos a disposición de CAMMESA que se encuentran inmovilizados. El costo de oportunidad de estas garantías será incluido, como cualquier otro costo, en la oferta al momento de presentar la misma, lo que terminará elevando los precios ofertados.

1.17.9 Penalidades y Beneficios

De acuerdo con el contrato con CAMMESA, esta tendrá el derecho de aplicar multas por mil trescientos ochenta y ocho dólares (US\$1.388) por cada megavatio de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial con respecto a la fecha programada de habilitación comercial, así como multas por deficiencia de abastecimiento.

Las penalidades incrementan los costos de las centrales eléctricas, fundamentalmente si existe el riesgo de no cumplir con la fecha de habilitación (del Rio y Linares, 2012), ya que mientras mayor sea el riesgo de incumplimiento por parte de los oferentes, mayor será la porción de la penalidad que incluirán en el precio ofertado. Usualmente las multas se aplican para evitar actitudes oportunistas de los actores, que en este caso serían retrasarse en la construcción de las centrales de generación y/o abastecer energía eléctrica en cantidades menores a las pactadas.

No obstante, si las autoridades exigen determinadas formalidades a los oferentes, como pueden ser permisos de habilitación o medición del recurso, entre otros, la penalidad terminará siendo un recurso de última instancia, debido a que los riesgos que no dependen de los oferentes ya habrán sido mitigados (del Rio y Linares, 2012). De esta forma la existencia de penalidades se traduce en un mayor cuidado de los agentes a la hora de realizar ofertas excesivamente optimistas o al límite de la viabilidad económica del proyecto, ya que en caso de no cumplir serán sancionados. Esto, en última instancia, reduce el riesgo de adjudicar contratos a proyectos que no se ejecutarán.

En contrapartida, el pliego hace mención a beneficios fiscales, con el objetivo de reducir los costos de los generadores, y a factores de ajuste e incentivo, que mejoran sus ingresos. Como se expuso anteriormente, el factor de ajuste pondera de acuerdo al año de producción durante veinte años (duración del contrato con CAMMESA), aumentando a medida que transcurre el tiempo. Por su parte, el factor de incentivo tiene por objetivo 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, fomentando el ingreso de proyectos en el corto plazo al recompensarlos con un precio mayor. Estos beneficios mejoran la posición financiera del inversor, reduciendo los costos de financiamiento y permitiéndole ofertar menores precios.

1.17.10 Conexión y Transporte

El oferente deberá presentar documentación que acredite que el proyecto cumple con todos los requisitos necesarios para obtener el permiso de acceso a la red, o que contemple en sus costos todas aquellas inversiones necesarias para realizar la conexión, por lo que el riesgo de conexión a la red se encuentra acotado.

Asimismo, el contrato con CAMMESA establece una cláusula de tomar o pagar (“take-or-pay”), donde si a partir de los 30 meses contados desde la fecha de adjudicación de las ofertas el corredor del sistema de transporte ampliado no se encontrare concluido y habilitado comercialmente, el comprador se obliga a pagar al vendedor al precio adjudicado, hasta la fecha de habilitación comercial del sistema de transporte ampliado. Sin embargo, la

construcción de un parque eólico demora aproximadamente dos años (24 meses) y un parque solar fotovoltaico incluso menos, por lo que si alguna planta de generación se construyese en menos de treinta meses y el transporte no estuviera habilitado, no podría evacuar su producción ni obtener una remuneración habiendo cumplido con su parte del contrato. Este es un riesgo que podría plasmarse en los precios ofertados de aquellos generadores que no contasen al momento de realizar su oferta con una red de transporte terminada.

Cabe mencionar que una de las ventajas de las subastas consiste en que los proyectos a ser construidos son revelados apenas se realiza la oferta, por lo que se facilita la coordinación entre la generación de electricidad y el transporte, lo que permite planificar la red eléctrica (Cunha, Barroso y Bezerra, 2014). En el caso de Renovar, al estar preestablecidos los puntos donde deben construirse los proyectos de generación, que inclusive el subastador conoce desde antes ya que él los estableció, esta coordinación se facilita y el riesgo de no poder evacuar la producción se ve disminuido. Más aun, muchos de estos puntos ya cuentan con capacidad de conexión y transporte, por lo que el riesgo de las centrales de no poder conectarse es nulo.

1.17.11 Financiamiento y Garantías de Pago

Uno de los mayores inconvenientes que enfrentan las compañías en la Argentina es la obtención de financiamiento. En este sentido, como se mencionó anteriormente, el gobierno nacional creó el FODER, fideicomiso que tiene por objetivo el financiamiento de proyectos de energía renovables.

El FODER es el primer garante en caso de que CAMMESA no pudiera cumplir con las obligaciones de pago, siendo respaldado por el Banco Mundial.⁷ De esta forma, en última instancia, el Banco Mundial remitirá al FODER los recursos necesarios para que el Estado Nacional realice los pagos comprometidos. Considerando que CAMMESA es quien concentra todos los contratos de las licitaciones de las sucesivas Renovar y que la empresa presenta antecedentes de mora en los pagos, tanto el FODER como la garantía de Banco Mundial permiten reducir el riesgo que tienen los inversionistas frente a situaciones de impago.

En este sentido, el respaldo del Banco Mundial resulta relevante en un contexto donde el riesgo país de la Argentina es considerablemente más elevado que el de otros países de Latinoamérica, ya que permite que el riesgo que deban afrontar los inversores sea menor, lo que implica que se reduzca la tasa de interés para financiar proyectos en Argentina, redundando en menores precios.

No obstante, el FODER y la garantía del Banco Mundial cuentan con fondos limitados para cubrir la compra de energía renovable, que distan considerablemente de los necesarios para garantizar contratos a 20 años como los de Renovar, por lo que no son suficientes para mejorar el financiamiento de los proyectos (Gubinelli, 2016a). Al cierre del 2016 el patrimonio neto fiduciario del FODER era de aproximadamente \$ 116 millones, que al tipo de cambio del ejercicio 2016 de acuerdo a los estados contables del FODER (US\$ 15,89) representaban

⁷ Los oferentes no están obligados a tomar la garantía del Banco Mundial, debiendo informar si desean o no adherir a la misma.

US\$ 5 millones. Por su parte, en el 2017 el FODER contaba con un patrimonio de casi \$ 94 mil millones, US\$ 5 mil millones al tipo de cambio de los estados contables del FODER de 2017 (US\$ 18,549). Asimismo, el monto total de la garantía del Banco Mundial es de hasta 500.000 US\$/MW.

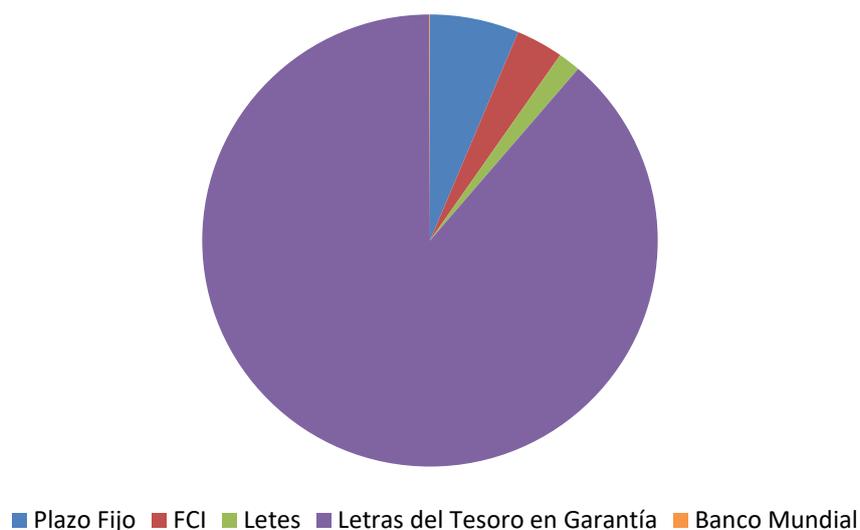
Considerando que, de acuerdo a la EIA, en 2016 el costo de un parque eólico de 100 MW era de aproximadamente 1.877.000 US\$/MW, mientras que el de un parque solar fotovoltaico de 20 MW a corriente alterna o 26 MW a corriente continua era de alrededor de 2.671.000 US\$/MW (EIA, 2016),⁸ el patrimonio neto fiduciario del FODER a fines de 2017 garantizaba 2.703 MW eólicos o 1.899 MW solares, mientras que la garantía del Banco Mundial no llega a cubrir la mitad de los costos de los proyectos mencionados.

De esta manera, habida cuenta de que la potencia objetivo de Renovar fue de 3.368 MW, ni el FODER ni la garantía del Banco Mundial se encuentran en condiciones de asegurar el pago a los inversores por el total de su capital invertido. A pesar de ello, a lo largo de las sucesivas licitaciones de Renovar ha habido un incremento en la confianza en el país, medido en términos de la cantidad de proyectos que han solicitado la garantía del Banco Mundial: el 52% para Renovar 1, 35% en la ronda 1.5 y 19% para Renovar 2 (Yaneva *et al.*, 2018).

Por otro lado, como se aprecia en el Gráfico 4, al 31 de diciembre de 2017 los activos del fondo estaban compuestos primordialmente por títulos públicos, letras del Tesoro en garantía, Letes, por un plazo fijo en el BICE, cuota partes en distintos fondos comunes de inversión (FCI) de instituciones financieras privadas (Banco Macro, Banco Galicia, Banco Supervielle, Banco ICBC y Pellegrini Fondos Comunes de Inversión), y garantías del Banco Mundial.

⁸ Incluye costos preliminares de la obra (estudios de factibilidad, ambientales, honorarios, entre otros), el costo de la obra civil y de la estructura del generador, el costo de todo el equipamiento mecánico y eléctrico y el de su instalación, los costos indirectos de la obra e impuestos y contingencias. No incluye costos de financiamiento.

Gráfico 4: Composición del Activo del FODER al 31 de diciembre de 2017



Elaboración propia sobre la base de los Estados Contables del FODER al 31 de diciembre de 2017.

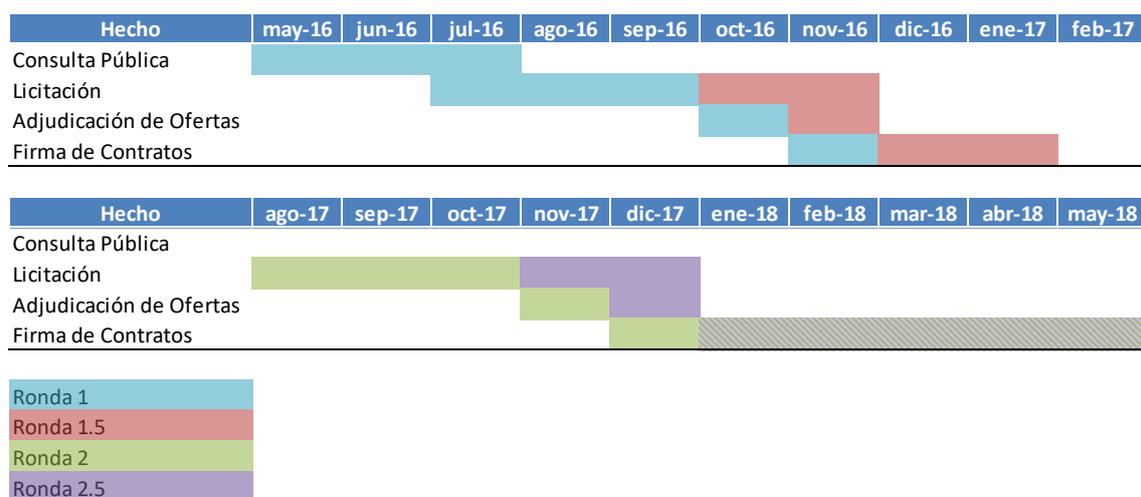
A esa fecha el FODER no había realizado una sola inversión en proyectos de energía renovable, siendo más del 90% del capital títulos de deuda pública que terminan atando la sustentabilidad del fondo al riesgo del Estado. Asimismo, las garantías del Banco Mundial representaban menos del 0,05% del activo total.

Si bien el FODER fue bien recibido por potenciales inversores, principalmente por bancos internacionales interesados en invertir en el sector energético de la Argentina, no ha sido suficiente para atraerlos debido tanto al riesgo político como a la falta de experiencia en el financiamiento de proyectos de energía renovable en Argentina (Yaneva *et al.*, 2018). El FODER y la garantía del Banco Mundial pueden mitigar el riesgo de invertir en la Argentina, pero un país con un contexto tan volátil presenta un riesgo inherente que resulta complejo de atenuar o eliminar, máxime si se pretende invertir en un sector poco desarrollado. En resumidas cuentas, por más que los inversores cuenten con garantías del Estado Nacional y de organismos internacionales, estos seguirán arriesgando su capital en la Argentina.

1.18 Resultados de Renovar

El 18 de mayo de 2016 se lanzó la consulta pública del prepliego de Renovar 1, lo que dio inicio a las sucesivas rondas de Renovar que se estimaban finalizar en mayo de 2018, con la firma de contratos de abastecimiento de energía eléctrica de Renovar 2.5. En el Gráfico 5 se expone el cronograma de las rondas de Renovar.

Gráfico 5: Cronograma de cada Ronda de Renovar



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar.

A continuación se analizarán los resultados de las convocatorias abiertas Renovar 1 y Renovar 1.5, por un lado, y Renovar 2 y Renovar 2.5, por el otro.

1.18.1 Renovar 1 y Renovar 1.5

El 25 de julio de 2016 CAMMESA publica el Pliego Renovar (Ronda 1) teniendo los interesados plazo hasta el 5 de septiembre para realizar sus ofertas, con el objetivo de adjudicar los contratos de energía eléctrica el 12 de octubre.

El objetivo de Renovar 1 era la obtención de 1.000 MW de energía renovable, distribuida entre las tecnologías eólica, solar, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, como se observa en la Tabla 5. Sin embargo, los resultados fueron muy superiores a los esperados (fundamentalmente para las energías eólica y solar) con una potencia ofertada de 6.346 MW distribuidas en 123 ofertas, un 535% más de lo proyectado y un precio promedio de 61 US\$/MWh, 30% menor al precio de corte ponderado por la potencia objetivo de cada tecnología. Esto llevó a las autoridades a replantear los objetivos de la licitación, adjudicando mayor potencia de la programada.

Tabla 5: Resultados de Renovar 1

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Oferta Presentadas	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	600	707,45	49	12	82,00	59,39
Solar	300	400,00	58	4	90,00	59,75
Biomasa	65	14,50	5	2	110,00	110,00
PAH	20	11,37	5	5	105,00	105,00
Biogás	15	8,64	6	6	160,00	153,99
Total	1.000	1.141,96	123	29	87,85⁹	61,33

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Como se puede apreciar en la Tabla 5, Renovar 1 fue un éxito en convocatoria de las tecnologías eólica y solar, con precios muy inferiores a los precios máximos de adjudicación estimados. Se presentaron 49 ofertas de energía eólica y 58 de solar, con potencias por 3.469 MW y 2.813 MW, un 478% y 838% más de lo programado. Finalmente, fueron 12 las ofertas que lograron adjudicarse proyectos eólicos por una potencia total de 707 MW, 18% por encima del objetivo, mientras que 4 proyectos solares fueron adjudicados por una potencia total de 400 MW, 33% más del objetivo.

Sin embargo, los resultados de las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos no fueron tan alentadores ya que únicamente una oferta de biogás presentó un precio por debajo del precio de corte, siendo finalmente adjudicada. En el caso de las bioenergías, de acuerdo al sector, los resultados obtenidos fueron consecuencia de una incorrecta evaluación de los costos y beneficios de la tecnología, fundamentalmente porque garantizan potencia firme y presentan menores plazos de ejecución y habilitación que las tecnologías solar y eólica, además de no haber discriminado entre biogás de relleno sanitario y biogás de biomasa (Gubinelli, 2016b).

En este sentido, debido a que muchos proyectos de las mencionadas tecnologías habían logrado superar la evaluación técnica pero con precios superiores a los de corte, el Ministro de Energía y Minería estableció la Resolución 213 donde se invitaba a los proyectos con evaluaciones técnicas aprobadas a firmar un contrato de compra de energía por el precio máximo de adjudicación. Con la excepción de la mencionada oferta de biogás, el resto de los proyectos de las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos adjudicados firmaron sus contratos bajo esta Resolución.

De esta manera, de las 16 ofertas presentadas de estas tecnologías fueron adjudicadas 13 por 12 MW, un 65% por debajo de lo pretendido por las autoridades. Únicamente 3 ofertas de biomasa con evaluaciones técnicas aprobadas no fueron consideradas.

En cuanto a los precios en el en las tecnologías eólica y solar fueron considerablemente

⁹ Precio promedio ponderado entre el precio máximo de adjudicación y la potencia objetivo de cada tecnología.

inferiores a los precios de corte estipulados por las autoridades: el precio promedio de la energía eólica fue de 59 US\$/MWh y el de la solar 60 US\$/MWh, un 28% y un 34% menores que el precio máximo de adjudicación respectivo. En lo que respecta al resto de las tecnologías, para biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos los precios ofertados y el precio máximo de adjudicación de cada tecnología coincidieron, mientras que para biogás se consiguió un precio 4% menor. Esto se explica por el hecho de que salvo un proyecto de biogás, todas las ofertas de las mencionadas tecnologías firmaron contratos de compra de energía en el marco de la Resolución 213, es decir, por el precio máximo de adjudicación. Finalmente, el precio promedio ponderado de la Ronda 1 de Renovar fue de 61 US\$/MWh, un 30% menor al precio promedio ponderado máximo esperado.

El éxito de Renovar 1 en las tecnologías eólica y solar llevó a las autoridades a brindar la posibilidad de mejorar las ofertas presentadas y no adjudicadas en Renovar 1, con una reducción significativa de los precios ofertados tomando como precio máximo de adjudicación al promedio ponderado de los precios de las ofertas adjudicadas. Esta convocatoria fue denominada Renovar 1.5 y su objetivo era obtener 600 MW de energía, 400 MW de eólica y 200 MW de solar. Nuevamente la potencia ofertada superó los objetivos de la licitación, como se aprecia en la Tabla 6, en esta oportunidad en un 314% con 2.486 MW ofertados alocados en 47 proyectos distintos.

Tabla 6: Resultados de Renovar 1.5

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Oferta Presentadas	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	400	765,35	19	10	59,39	53,34
Solar	200	516,18	28	20	59,75	54,94
Total	600	1.281,53	47	30	59,51⁹	53,98

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Se presentaron 19 ofertas de energía eólica y 28 de solar, con potencias por 1.561 MW y 925 MW, un 290 % y 363% más de lo programado. Finalmente, fueron 10 las ofertas que lograron adjudicarse proyectos eólicos por una potencia total de 765 MW, un 91% por encima del objetivo y un 8% más que en Renovar 1. Por otro lado, 20 proyectos solares fueron adjudicados por una potencia total de 516 MW, 158% más del objetivo y 29% más que en la licitación anterior

De igual forma, el precio promedio de la energía eólica fue de 53 US\$/MWh, un 10% menor que el precio máximo de adjudicación, mientras que para la energía solar fue de 55 US\$/MWh, 8% menos del precio de Renovar 1 para esta tecnología. En cuanto al precio promedio ponderado de la Ronda 1.5 de Renovar, fue de 54 US\$/MWh, un 9% menor al precio promedio ponderado de las tecnologías eólica y solar de Renovar 1 (60 US\$/MWh).

De esta manera, las Rondas 1 y 1.5 de Renovar superaron ampliamente las expectativas de las autoridades, adjudicando 2.423 MW de potencia, más del doble de lo buscado, a un precio

promedio ponderado de 57 US\$/MWh, un 35% inferiores a los precios máximos estimados. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados en conjunto de ambas rondas.

Tabla 7: Resultados de Renovar 1 y 1.5

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	600	1.472,80	22	82,00	56,25
Solar	300	916,18	24	90,00	57,04
Biomasa	65	14,50	2	110,00	110,00
PAH	20	11,37	5	105,00	105,00
Biogás	15	8,64	6	160,00	153,99
Total	1.000	2.423,49	59	87,85⁹	57,44

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

1.18.2 Renovar 2 y Renovar 2.5

El 17 de agosto de 2017 por medio de la Resolución 275/2017, se realiza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional a interesados en ofertar la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del “Programa RenovAr (Ronda 2)”. El cronograma planeaba adjudicar las ofertas el 29 de noviembre y comenzar con la firma de contratos en diciembre hasta mediados del 2018.

Renovar 2 tenía como fin obtener 1.200 MW de energía renovable, distribuida entre las tecnologías eólica, solar, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. A diferencia de Renovar 1 y 1.5, y en concordancia con las críticas del sector de las bioenergías, en esta oportunidad se discriminó entre biogás de relleno sanitario y biogás de biomasa y se creó un incentivo por escala para las segundas. Sin embargo, las potencias asignadas en ambos casos se consideraron insuficientes frente a la capacidad del sector (Gubinelli, 2017).

Al igual que las licitaciones anteriores los resultados excedieron las expectativas en la mayoría de las tecnologías con una potencia ofertada de 9.391 MW distribuida en 228 ofertas, un 683% por encima de la potencia objetivo, mostrando que el mercado continuaba interesado en invertir en energías renovables en Argentina. Debido a la gran cantidad de ofertas recibidas, expuestas en la Tabla 8, se terminaron adjudicando 1.409 MW, 17% más que el objetivo inicial de 1.200 MW.

Tabla 8: Resultados de Renovar 2

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Oferta Presentadas	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	550	665,83	58	8	56,25	41,23
Solar	450	556,75	99	12	57,04	43,46
Biomasa	100	117,22	20	14	110,00	106,73
PAH	50	20,77	15	9	105,00	98,89
Biogás	35	35,02	32	20	160,00	156,85
Biogás R.S.	15	13,12	4	3	130,00	129,18
Total	1.200	1.408,71	228	66	67,00⁹	52,11

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

A diferencia de Renovar 1, donde sólo se había excedido en la adjudicación de potencia a las energías eólica y solar, en esta oportunidad los resultados de la tecnología biomasa también sobrepasaron lo esperado, aunque en menor medida que las mencionadas. En biogás de biomasa se adjudicó la potencia buscada, mientras que su variante en base a relleno sanitario los resultados estuvieron un 13% por debajo de lo esperado. Por su parte, no se alcanzó la potencia objetivo para los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, consiguiendo menos de la mitad de la meta pretendida por las autoridades.

Una vez más los precios ofertados fueron inferiores a los esperados pero en esta oportunidad para todas las tecnologías, destacándose nuevamente las tecnologías eólica y solar con precios un 27% y 24% menores a los precios máximos de adjudicación. El precio promedio ponderado de la licitación fue de 52 US\$/MWh, aproximadamente 15 US\$/MWh menos que el precio promedio ponderado esperado máximo de 67 US\$/MWh.

Debido a la cantidad de ofertas recibidas, al igual que en Renovar 1 se invitó a los oferentes de ofertas calificadas pero adjudicadas en Renovar 2 a celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA, en los términos establecidos en la Ronda 2 adecuando sus ofertas económicas. El objetivo, como se aprecia en la Tabla 9 fue cubrir 275 MW eólicos, 225 MW solares y 67,50 MW de biomasa y biogás, estos últimos en conjunto.

Tabla 9: Resultados de Renovar 2.5

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Oferta Invitadas	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	275,00	327,60	45	4	40,27	40,27
Solar	225,00	259,50	62	5	41,76	41,49
Biomasa	33,75 ⁵	26,00	2	2	106,73	109,70
Biogás	33,75 ⁵	21,20	11	11	156,85	157,56
Total	567,50	634,30	120	22	51,75⁹	47,54

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Se adjudicaron 22 ofertas sobre un total de 120 invitadas por 634 MW, 12% más del objetivo. Como en los casos anteriores las tecnologías eólica y solar fueron asignadas con mayor potencia a la buscada, un 19% y 15% respectivamente, mientras que las bioenergías no alcanzaron la potencia aspirada.

En relación a los precios, en las tecnologías eólica y solar el precio máximo de adjudicación y el precio promedio adjudicado fue prácticamente similar, mientras que para las bioenergías los precios adjudicados fueron mayores a los de corte. El precio promedio ponderado de la Ronda 2.5 de Renovar fue de 48 US\$/MWh frente a un precio promedio ponderado esperado máximo de 52 US\$/MWh.

Nuevamente Renovar superó lo esperado por las autoridades, adjudicando una potencia que es casi el doble del objetivo (1.200 MW de la Ronda 2) a un precio un 24% por debajo del precio promedio ponderado esperado máximo. En la Tabla 10 se muestra un resumen de los resultados en conjunto de ambas rondas.

Tabla 10: Resultados de Renovar 2 y 2.5

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	550	993,43	12	56,25	40,91
Solar	450	816,25	17	57,04	42,84
Biomasa	100	143,22	16	110,00	107,27
PAH	50	20,77	9	105,00	98,89
Biogás	35	56,22	31	160,00	157,12
Biogás R.S.	15	13,12	3	130,00	129,18
Total	1.200	2.043,00	88	67,00⁹	50,69

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

1.18.3 Resumen

Como se expuso anteriormente, Renovar fue un éxito en materia de participación, potencia adjudicada y precios. Se asignaron 4.466 MW de potencia, más del doble de lo planificado, distribuido en 147 ofertas a un precio de 54 US\$/MWh, destacando la gradual reducción de los precios ofrecidos por los agentes de una ronda a otra. En la Tabla 11 se exponen los resultados consolidados de todas las rondas de Renovar.

Tabla 11: Resumen de Renovar

Tecnología	Potencia Objetivo (MW) ¹⁰	Potencia Adjudicada (MW)	Ofertas Adjudicadas	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	1.150	2.466,23	34	50,07
Solar	750	1.732,43	41	50,35
Biomasa	165	157,72	18	107,52
PAH	70	32,14	14	101,05
Biogás	50	64,85	37	156,70
Biogás R.S.	15	13,12	3	129,18
Total	2.200	4.466,49	147	54,35

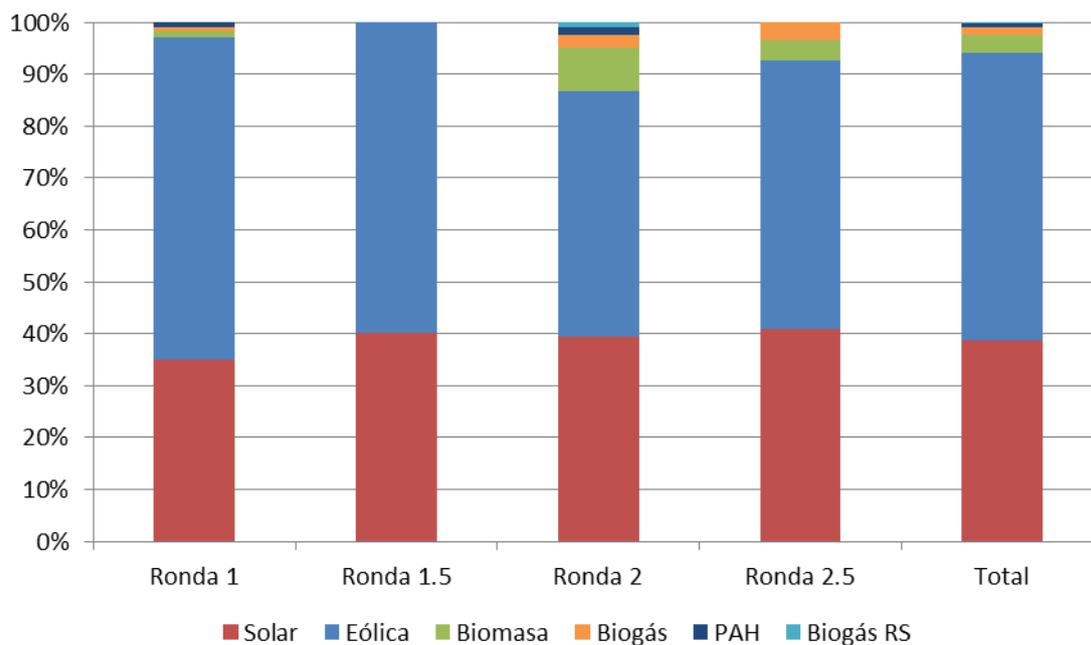
Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Los principales ganadores de Renovar fueron las tecnologías eólica y solar que en conjunto fueron asignadas con el 94% de la potencia adjudicada (55% eólica y 39% solar), destacándose la Ronda 1.5 donde fueron las únicas fuentes de energía participantes de la licitación (1.281 MW sobre un total de 4.466 MW totales de Renovar). De igual forma, las bioenergías alcanzaron el 5% de la potencia adjudicada total, destacándose el 12% logrado en la Ronda 2

¹⁰ Únicamente se tiene en cuenta la potencia objetivo de las Rondas 1 y 2 por ser las originalmente planeadas.

frente al 2% obtenido en la Ronda 1. Este aumento es producto de las modificaciones introducidas en Renovar 2, que beneficiaron a estas tecnologías además de otorgarles un cupo mayor. En el Gráfico 6 se muestra la distribución de la potencia adjudicada por tecnología en cada ronda.

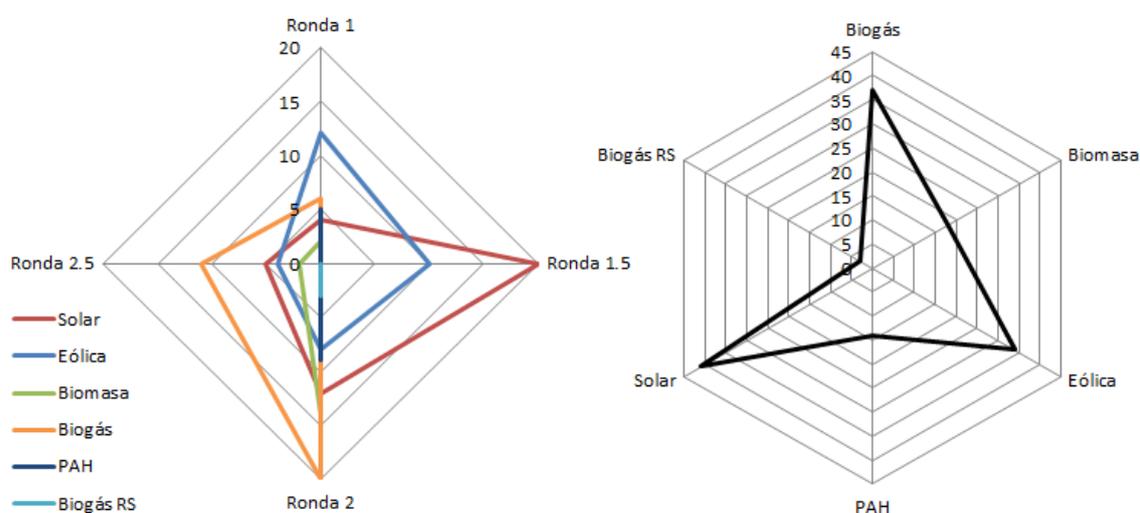
Gráfico 6: Potencia Adjudicada para cada Tecnología como Porcentaje del Total de cada Ronda



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Por otro lado, en el Gráfico 7 se ve una distribución de la cantidad de ofertas adjudicadas mucho más uniforme en relación a la potencia, incluso se destaca el hecho de que la tecnología biogás es la segunda con más ofertas asignadas, sólo por detrás de la energía solar.

Gráfico 7: Ofertas Adjudicadas por Tecnología, Ronda y Total



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Del total de las ofertas adjudicadas, el 39% fue asignado a las bioenergías, 28% a la tecnología solar, 23% para energía eólica y 10% para los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Incluso en las últimas dos licitaciones la tecnología biogás fue la que más proyectos se adjudicó, lo que la hace la tecnología con menor potencia promedio por proyecto asignado con 2 MW. En el otro extremo se ubica la energía eólica, con 73 MW promedio por proyecto, y la solar con 42 MW.

De esta manera, las bioenergías y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos cuentan con el 6% de la potencia asignada repartida en 72 ofertas, mientras que el 94% de la potencia restante se distribuye en 75 proyectos, 41 solares y 34 eólicos.

Asimismo, debido a la gran cantidad de ofertas presentadas y a la adjudicación de mayor potencia de la programada, el criterio de desempate mediante el componente nacional declarado terminó siendo casi anecdótico. Habiendo adjudicado contratos a empresas que de haber aplicado el tope de potencia propuesto en cada licitación no se hubieran firmado, se terminó corriendo la frontera de ofertas aceptadas y las que quedaron afuera son las menos competitivas.

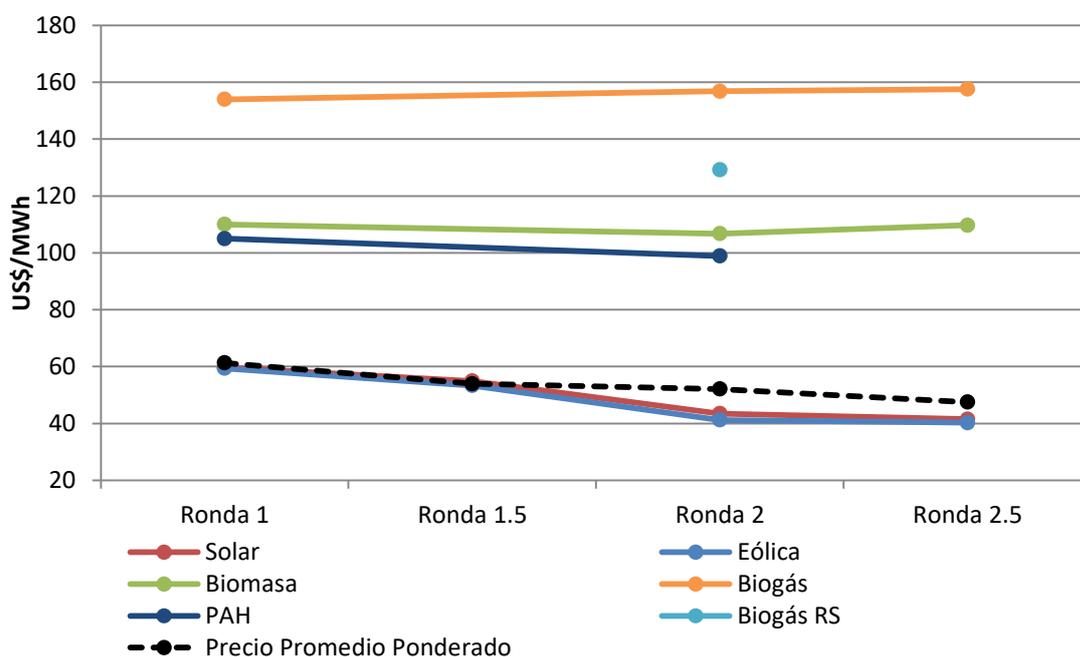
En cuanto a los precios, las tecnologías eólica y solar demostraron ser muy competitivas con un precio promedio ponderado de 59 US\$/MWh para la primera y 60 US\$/MWh para la segunda en la Ronda 1, y de 40 US\$/MWh y 41 US\$/MWh en la Ronda 2.5 respectivamente, lo que implica una reducción del precio en más del 30% en ambos casos. En el resto de las tecnologías, por su parte, no hubo mayores variaciones de una ronda a la otra.

El precio promedio ponderado de las sucesivas rondas mostró una considerable reducción teniendo en cuenta que en la Ronda 1 el mismo fue de 61 US\$/MWh y en la Ronda 2.5 de 48 US\$/MWh, siendo la caída del 22%. Si tomamos en cuenta el precio promedio ponderado máximo esperado de Renovar 1 (88 US\$/MWh) la disminución en la última licitación es de casi

el 50%. Esto muestra que los precios obtenidos estuvieron muy por debajo de los esperados por las autoridades.

Asimismo, no debe perderse de vista que los precios fueron considerablemente inferiores a los precios pagados por el Estado previo a la implementación de Renovar, con valores que rondaban en los 120 US\$/MWh para proyectos eólicos, 240 US\$/MWh para la tecnología solar y 180 US\$/MWh para energía biomásica (González Szteinman y Castela Caruana, 2017). En el Gráfico 8 se muestra el precio promedio ponderado por tecnología en cada ronda de Renovar y su evolución de una licitación a otra.

Gráfico 8: Precios Promedio Ponderado Adjudicados por Tecnología en cada Ronda de Renovar



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE.

Por último, el 14 de noviembre de 2018 se publicó el pliego de Renovar 3 o MiniRen, que a diferencia de las rondas anteriores presentaba limitaciones en cuanto a la potencia ofertada máxima de cada central de generación, indiferentemente de la tecnología, no pudiendo ser superior a 10 MW ni inferior a los 0,5 MW. De esta manera, las autoridades priorizaron proyectos que pudieran conectarse en redes de media y baja tensión, descongestionando el sistema de transporte.

Como se expuso anteriormente, debido a la escala de los proyectos y a sus características técnicas no se profundizará en el análisis de Renovar 3 por entender que no es comparable a las rondas anteriores, sin embargo pueden apreciarse los resultados en el Anexo IV.

1.19 Matriz Eléctrica Post-Renovar

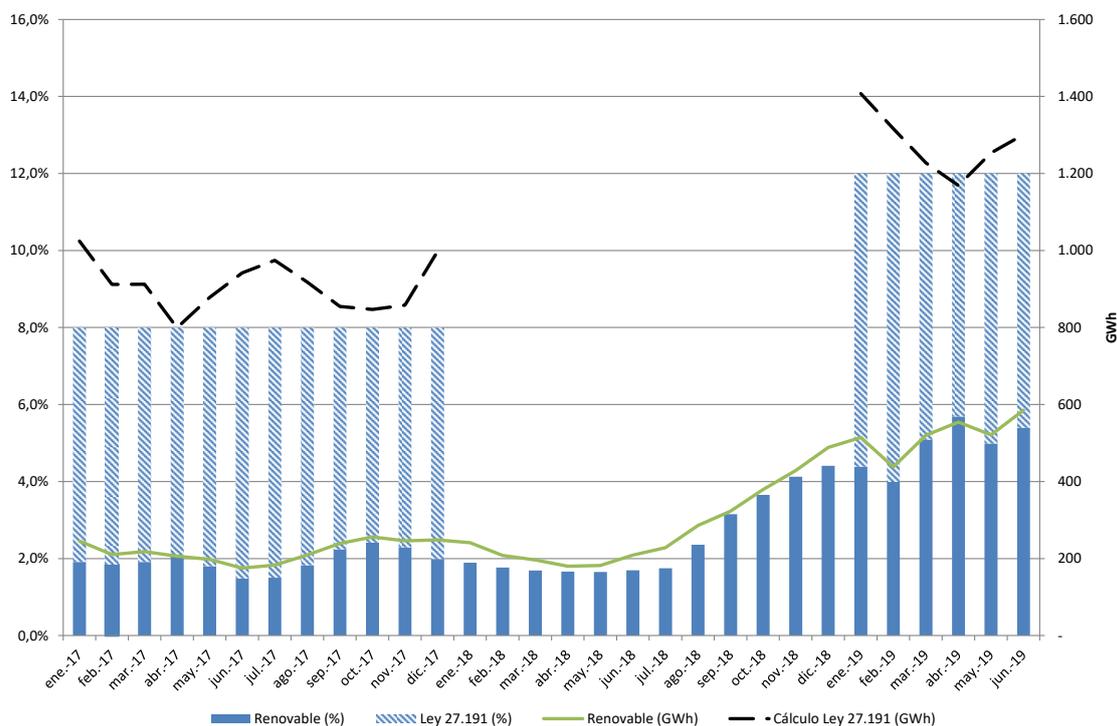
De acuerdo a la Ley 27191 para el 2017 el 8% del consumo eléctrico nacional debía provenir de energía proveniente de fuentes renovables, sin embargo, ese objetivo estuvo lejos de

cumplirse ya que a diciembre de 2017 de los 136.465 GWh generados únicamente 2.635 GWh fueron renovables, menos del 2% del total.

De igual forma, en 2018 la generación de electricidad renovable fue la de mayor crecimiento en el país con un alza del 27%, incluso mayor que generación total del país que se expandió en menos de un 1%, lo que muestra los resultados positivos de Renovar. No obstante, su participación en la generación eléctrica total apenas alcanzó el 2%, muy lejos aún del objetivo de 2017 aun habiendo transcurrido un año. En cuanto a la potencia, se instalaron 709 MW renovables (524 MW eólicos, 182 MW solares, 2 MW de PAH y 1 MW de biomasa), un poco más del 30% de la potencia total incorporada en 2018.

Transcurrido el primer semestre de 2019 las energías renovables representan el 5% de la energía generada con 3.133 GWh, por lo que el objetivo de alcanzar lo estipulado por la Ley 27191 (10% del consumo eléctrico nacional proveniente de fuentes renovables) parece lejano. Más allá de esto, cabe destacar la expansión de la energía renovable en la matriz eléctrica, que en un año pasó de 2% al 5%, así como la incorporación de nueva potencia que con 473 MW es la fuente de energía con mayor potencia añadida del primer semestre de 2019, representando casi el 65%. Si bien Renovar resultó crucial en esta expansión, el aumento de contratos de energía renovable entre privados a través del MATER también fue un factor importante. En el Gráfico 9 se puede apreciar la energía renovable generada desde enero de 2017 hasta junio de 2019 y el objetivo impuesto por la Ley 27191.

Gráfico 9: Generación y Participación de Energía Renovable en la Generación de Energía Eléctrica de Argentina y Objetivos de la Ley 27191¹¹



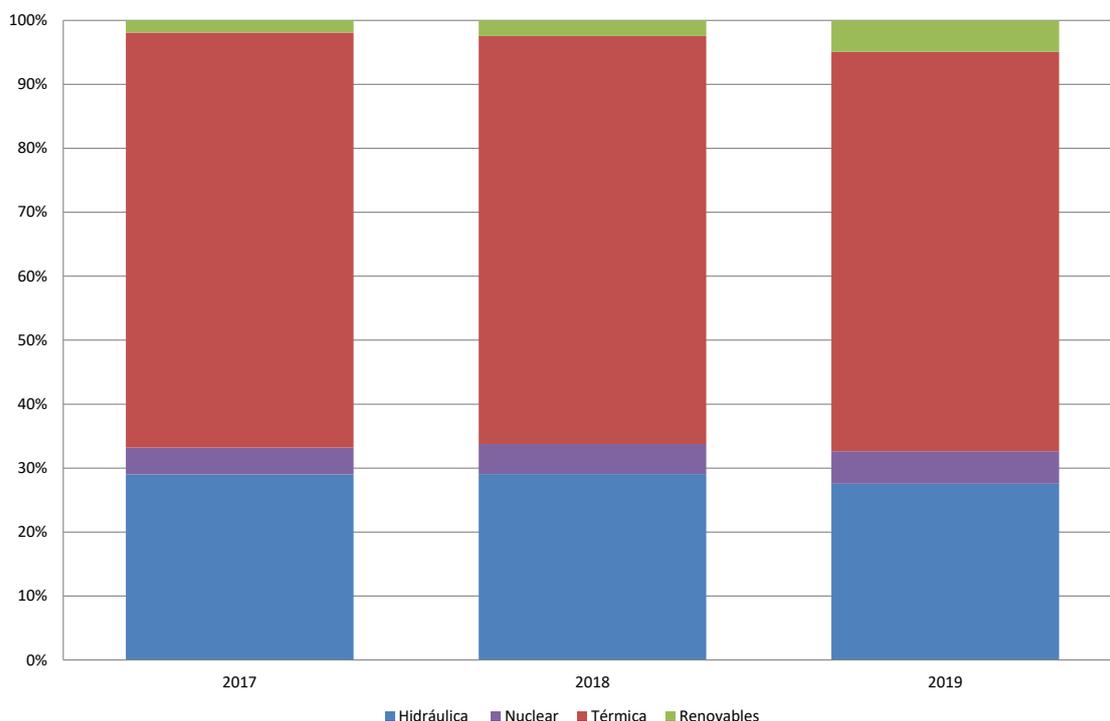
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos CAMMESA, 2007-2018; CAMMESA, datos síntesis mensual y Ley 27191.

Como se observa, a partir de mediados de 2018 la generación de electricidad mediante fuentes renovables crece considerablemente, estancándose en 2018. Sin embargo, la distancia entre la energía renovable realmente generada y la energía renovable que se debió haber generado de acuerdo a la Ley 27191 (que surge de multiplicar el porcentaje requerido por Ley con la energía generada total por el sistema) se mantiene constante. Esto quiere decir que en términos reales la generación de energía renovable ha crecido, pero en términos absolutos poco ha cambiado entre enero de 2017 y junio de 2019 ya que seguimos necesitando aproximadamente la misma cantidad de energía para cumplir con la Ley (779 GWh en enero de 2017 y 716 GWh en junio 2019).

Contrastando con el resto de las fuentes, como se puede ver en el Gráfico 10, la energía renovable es la que más aumentó su participación en la generación total entre 2017 y los primeros seis meses de 2019 con un crecimiento de casi el 3%, en detrimento de las energías térmica e hidráulica, con caídas de 2% y 1% respectivamente, mientras que la nuclear creció en un 1%. Más allá de esto, la energía térmica continúa representando casi dos tercios de la energía generada en todos los años.

¹¹ La información de 2019 corresponde exclusivamente a los primeros seis meses del año.

Gráfico 10: Participación de cada Tecnología en la Generación de Energía Eléctrica de Argentina para el Período 2017 - Primer Semestre de 2019



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos CAMMESA, 2007-2018 y CAMMESA, datos síntesis mensual

En cuanto a potencia incorporada, en los últimos dos años y medio la energía renovable ha ido reemplazando gradualmente a la térmica: en 2016 por cada megawatt renovable se incorporaron 41 MW de potencia térmica. En 2017 esta relación se redujo a 2 MW y al primer semestre de 2019 esta tendencia se ha revertido, ya se han incorporado hasta el momento 473 MW de energía renovable frente a 258 MW de energía térmica. Este giro ha sido provocado principalmente por la tecnología eólica, que representa más de dos tercios de la energía renovable incorporada durante este período, y en menor medida por la solar.

Sin embargo, esta incorporación se ve mitigada por los inconvenientes y retrasos que han surgido en la construcción de los proyectos adjudicados en las sucesivas rondas de Renovar. En el caso de la Ronda 1, las cuatro ofertas solares sufrieron demoras: el Proyecto Solar Cauchari 1, 2 y 3 de 100 MW cada uno ha tenido que firmar un nuevo contrato con CAMMESA, retrasando la operación comercial casi un año, mientras que el Proyecto Solar La Puna, también de 100 MW, sufrió demoras producto de su venta (Yaneva et al., 2018). Asimismo, también se han registrado demoras en proyectos eólicos.

Por su parte, en la Ronda 2 debido al retraso generalizado del cumplimiento del cronograma, mediante la Resolución 52/2019 la SGE estableció que los proyectos podrán solicitar una prórroga de las fechas programadas de avance de obras de hasta un año.

En síntesis, Renovar es una típica subasta discriminatoria a sobre cerrado por lo que tanto el subastador como el oferente conocen como funciona, reduciendo los costos de participación habida cuenta de la experiencia en este tipo de subastas.

En este sentido, de acuerdo al análisis de los mecanismos regulatorios y de las subastas realizadas en Europa y Brasil, pareciera que las autoridades intentaron adelantarse a los principales problemas surgidos de otras experiencias: obtención de permisos o licencias, conexión a la red, exceso de optimismo con los precios ofertados, ausencia de penalidades por incumplimiento y financiamiento.

A fines de evitar retrasos por inconvenientes en la obtención de permisos o licencias Renovar exige que las ofertas presenten una serie de documentos, tales como acreditación del inicio del trámite para la inscripción del proyecto como agente generador o disponibilidad del inmueble en donde estará emplazado el proyecto, entre otros, que disminuyen considerablemente este riesgo. Asimismo, los proyectos también se encuentran obligados a presentar documentación que demuestre que se cumplen con los requisitos para obtener el permiso de acceso a la red o que sus costos estén contemplados en la oferta, evitando que los proyectos no se ejecuten por problemas de infraestructura.

De igual forma, Renovar cuenta con multas por retrasos en la habilitación comercial y deficiencia de abastecimiento con el objetivo de evitar actitudes oportunistas de los agentes, ya sea realizar ofertas al límite de la viabilidad económica del proyecto, retrasarse en la construcción de las centrales de generación y/o abastecer energía eléctrica en cantidades menores a las pactadas. Todo esto con el fin de mitigar uno de los principales problemas de las subastas que lleva a cada oferente a presentar el precio más bajo posible, evitando adjudicar contratos a proyectos que no se ejecutarán o se sub-ejecutarán por problemas financieros.

Por otro lado, Renovar posee con un instrumento, el FODER, para financiar proyectos de energía renovable mediante el otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y la adquisición de instrumentos financieros. Sin embargo, pareciera que los fondos destinados al FODER no son suficientes para este cometido.

Asimismo, se establecieron contratos de suministro a veinte años (que prolongan la amortización de los proyectos), beneficios fiscales, factores de incentivo, y se pusieron precios máximos de adjudicación, descartando ofertas con precios que las autoridades consideren demasiado elevados. Todo esto en pos de obtener los menores precios posibles.

En contrapartida, la idea de hacer una subasta discriminando por tecnología y geografía reduce la efectividad de este mecanismo ya que impide que las fuentes de generación renovable compitan entre ellas por el menor precio, mientras que la ausencia de un cronograma claro y preciso del esquema de subastas fomenta la imprevisibilidad y el riesgo para los inversores debido a que no pueden diagramar sus inversiones.

En lo que respecta a los resultados de la subasta, el análisis realizado arroja que Renovar fue un éxito en materia de participación, potencia adjudicada y precios. Se adjudicó potencia por más del doble de lo planificado, principalmente entre las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, a precios considerablemente inferiores a los esperados por las autoridades y a los

pagados por el Estado previo a la implementación de Renovar, con una progresiva reducción de una ronda a otra.

En cuanto al impacto de Renovar en la matriz eléctrica, si bien han existido retrasos y no se han cumplido los objetivos impuestos por la Ley en 2017, y difícilmente se cumplan en 2019, no debe perderse de vista el avance realizado hasta el momento en la generación de energía e incorporación de potencia a la matriz eléctrica del país, donde gracias a la contribución de Renovar la energía renovable ha sido la que mayor tasa de crecimiento en generación ha presentado debido a la considerable incorporación de proyectos renovables, revirtiendo en 2019 la tendencia de la última década de fuerte predominio de la energía térmica.

Renovar en el Contexto Latinoamericano

Desde fines del siglo pasado diversas herramientas han sido implementadas en América Latina con el objetivo de incentivar el desarrollo de las energías renovables, principalmente mediante la forma de FIT e incentivos fiscales y de inversión, aunque sin demasiado éxito. En este sentido, las subastas son un fenómeno relativamente novedoso en la región, ya que no es hasta 2004, con la implementación de reformas para atraer nuevos inversores, que las subastas de largo plazo empezaron a presentar mayor protagonismo (Batlle y Barroso, 2011). Argentina, al igual que el resto de los países de la Latinoamérica, comienza a realizar subastas de energías renovables durante la última década con el programa Genren, y posteriormente con Renovar desde 2015.

Considerando que el punto de partida de la Argentina es similar al de los demás países de la región, es razonable analizar las subastas de algunos de los países de América Latina de manera de comparar sus resultados con los alcanzados en Renovar, evaluando los precios obtenidos en cada caso.

Para ello, a los fines de garantizar la comparabilidad, se buscaron países que presenten condiciones similares a las de Argentina en términos demográficos, geográficos, económicos, energéticos y en el nivel de penetración de las energías renovables. Asimismo, dado que el mecanismo de asignación de contratos de energía renovables en Renovar son las subastas, únicamente se consideraron casos que utilizaran este mismo instrumento. Por último, debido a que las energías renovables aún no han alcanzado su madurez tecnológica, se examinaron subastas cercanas en el tiempo a Renovar.

1.20 Licitaciones en América Latina

A continuación se realizará un breve análisis de las subastas de Chile para los años 2015 y 2017, México para 2015, 2016 y 2017 y Perú 2015. Cabe mencionar que el objetivo no es ahondar en profundidad en estas subastas, sino tomarlas como marco de referencia a la hora de analizar los resultados de Renovar. Posteriormente se realizará una comparación de los precios obtenidos por las subastas mencionadas con Renovar y un análisis de los determinantes de estas divergencias.

1.20.1 Chile

Pocos países en el mundo presentan un potencial tan grande como el de Chile en materia de energías renovables, con grandes recursos eólicos, geotérmicos e hídricos, y los mejores recursos solares del planeta en el desierto de Atacama (USDC, 2016). Asimismo, las condiciones económicas de Chile resultan atractivas para inversores en energías renovables, debido a que es uno de los países con mayor PIB de América Latina, con ingresos elevados y una clasificación crediticia estable (IRENA, 2017). Sin embargo, hasta fines de 2014 la energía proveniente de fuentes renovables representaba aproximadamente el 9% de la generación de energía eléctrica total de Chile, menos de 2 GW de potencia sobre un total de 19 GW según datos de la CNE.

De esta manera, el gobierno chileno se comprometió a diversificar la matriz energética del país y a crear condiciones favorables para las energías renovables, con el objetivo de alcanzar en el año 2050 que 20% de la energía consumida provenga de fuentes renovables.

Si bien Chile realiza subastas periódicas desde el 2006, en 2014 se introdujeron nuevos elementos que le permitieron a las energías renovables tener un mayor protagonismo: mayores responsabilidades del gobierno central, ajuste de la fecha de inicio de operaciones de la central en caso de retrasos por causas ajenas al generador, modificación de la duración de los contratos, de 15 a 20 años y bloques horarios (IRENA, 2017).

En febrero de 2015 la CNE de Chile realizó una convocatoria abierta a todas las tecnologías y al menor precio, en contraste con Renovar, para abastecer el mercado energético de aquel país con un contrato de veinte años de duración (en adelante Licitación 2015/1). Esta licitación fue dividida en cinco bloques, como se observa en la Tabla 12, dependiendo del inicio de la fecha de suministro y del horario en donde la central produciría, por un total de 12.430 GWh por año, licitando de esta manera energía y no potencia como en Renovar.

Tabla 12: Bloques de Suministro de la Licitación 2015/1

Bloque	1	2-A	2-B	2-C	3
Inicio Suministro	2021	2021	2021	2021	2022
Fin de Suministro	2040	2040	2040	2040	2041
Energía (GWh/A)	3.080	680	1.000	520	7.150
Franja Horaria	-	00:00 - 07:59 23:00 - 23:59	08:00 - 17:59	18:00 - 22:59	-

Elaboración propia sobre la base de la Resolución Exenta N°268 de 2015.

La licitación permitía cierta libertad en cuanto a la estructuración de las ofertas, ya que se podía realizar ofertas en el bloque 3 condicionadas a que una oferta presentada en el bloque 1 no fuera adjudicada, así como realizar ofertas conjuntas en los bloques 2-A, 2-B y 2-C, no pudiendo las autoridades considerar cada oferta por separado. De igual forma, las ofertas estaban indexadas a la variación de los precios del “Consumer Price Index (CPI)” de los Estados Unidos (ACERA, 2016a).

A diferencia de Renovar, la Licitación 2015/1 discriminaba por franja horaria, permitiendo al generador acomodar su oferta al momento del día donde el recurso fuese más abundante y/o la central más eficiente. Este hecho resulta crucial para las energías renovables, ya que una de sus características es la intermitencia del recurso. Por su parte, en Renovar a las energías renovables intermitentes se les dio un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada para su despacho, es decir, prioridad en el despacho frente a otras fuentes de energía. De esta manera, frente a un escenario similar, cada licitación respondió de manera diferente.

De igual forma, en ambas licitaciones los precios fueron pactados en dólares, pero en el caso de Chile estos fueron indexados a una variable exógena. En Renovar se formuló una cláusula de revisión siempre que las condiciones económicas, legales o de otra naturaleza no sean

atribuibles a las partes, sean extraordinarios e imprevistos, y resulten excesivamente onerosos en el cumplimiento del contrato por cualquiera de las partes.

Por otro lado, y al igual que Renovar, la Licitación 2015/1 contaba con un precio máximo de adjudicación, que no fue revelado hasta recibir las ofertas económicas de los oferentes, y le exigía a los participantes presentar diversa información, como la locación del proyecto, el punto de conexión y el rating crediticio, entre otros. Asimismo, se les exigía a los oferentes una garantía mínima por el rendimiento de la central durante el último año del contrato.

Los resultados de la Licitación 2015/1 fueron considerados un éxito debido a la reducción de los costos y cantidad de ofertas recibidas, haciendo especial hincapié en las energías no convencionales como las más competitivas de aquel país (ACERA, 2016a). Como se resumen en la Tabla 13, del total de la energía licitada, el 51% proviene de fuentes renovable, compuesto en un 91% por energía eólica (5.782 GWh/año), 4% por solar (280 GWh/año) y el 4% restante por una combinación de ambas (264 GWh/año). Asimismo, el precio promedio de la energía eólica fue de 45 US\$/MWh, mientras en solar se presentó una única oferta por 29 US\$/MWh, así como también se adjudicó una oferta combinada de eólica y solar por un precio de 53 US\$/MWh. En total el precio promedio de las energías renovables fue de 45 US\$/MWh.

Tabla 13: Resultados de la Licitación 2015/1

Tecnología	Energía Adjudicada (GWh/Año)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Convencional	6.104	50,41
Eólica	5.782	45,28
Solar fotovoltaica	280	29,10
Eólica - Solar fotovoltaica	264	52,72
Total	12.430	47,59

Elaboración propia sobre datos de ACERA, 2016a.

En conjunción con la Licitación 2015/1, la CNE realizó una convocatoria abierta a todas las tecnologías y al menor precio para abastecer el mercado energético de Chile con un contrato de veinte años de duración, pero con inició del suministro en 2017 (de aquí en adelante Licitación 2015/2). Esta licitación fue dividida en tres bloques, como se aprecia en la Tabla 14, dependiendo del horario en donde la central produciría, por un total de 1.150 GWh por año.

Tabla 14: Bloques de Suministro de la Licitación 2015/2

Bloque	4-A	4-B	4-C
Inicio Suministro	2017	2017	2017
Fin de Suministro	2036	2036	2036
Energía (GWh/A)	370	500	280
Franja Horaria	00:00 - 07:59 23:00 - 23:59	08:00 - 17:59	18:00 - 22:59

Elaboración propia sobre la base de la Resolución Exenta N°311 de 2015.

Las características de la licitación fueron similares a las de la Licitación 2015/1, con precios en dólares indexados y ofertas por bloque, aunque no se admitían ofertas condicionales. Asimismo, se estableció un precio máximo de adjudicación por encima del cual la oferta no podría continuar el proceso.

El total de la energía licitada fue adjudicada a proyectos de energía renovable, compuesto en un 84% por energía eólica (1.002 GWh) y 16% por solar (198 GWh). Asimismo, el precio promedio de la energía eólica fue de 82 US\$/MWh, mientras que de la solar fue de 66 US\$/MWh. El precio promedio de la subasta fue de 79 US\$/MWh que se explica, entre otras cosas, por la penalidad a las ofertas que no generen energía las 24hs del día y por la no obligatoriedad de comprar el 100% de la energía adjudicada (ACERA, 2016b). Estos resultados se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 15: Resultados de la Licitación 2015/2

Tecnología	Energía Adjudicada (GWh/Año)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	1.002	81,95
Solar fotovoltaica	198	66,09
Total	1.200	79,34

Elaboración propia sobre datos de ACERA, 2016a.

En enero de 2017 la CNE realizó una nueva convocatoria abierta y sin discriminación por tecnología (en adelante Licitación 2017) por 2.200 GWh por año de energía, dividida en 7 bloques dependiendo del horario en donde la central produciría y de los meses en operación, como se resume en la Tabla 16, para abastecer el mercado energético de aquel país con un contrato de veinte años de duración.

Tabla 16: Bloques de Suministro de la Licitación Correspondiente al Año 2017

Bloque	Inicio Suministro	Fin de Suministro	Energía (GWh A)	Franja Horaria	Meses
1-A	2024	2043	528	00:00 - 07:59 23:00 - 23:59	-
1-B	2024	2043	778	08:00 - 17:59	-
1-C	2024	2043	394	18:00 - 22:59	-
2-A	2024	2043	125	-	Enero – Marzo
2-B	2024	2043	125	-	Abril – Junio
2-C	2024	2043	125	-	Julio - Septiembre
2-D	2024	2043	125	-	Octubre - Diciembre

Elaboración propia sobre la base de la Resolución Exenta N°305 de 2017.

La licitación permitió realizar ofertas con restricciones entre bloques de un mismo tipo, horario o trimestral, sujeto a que se adjudicaran todas las ofertas realizadas en cada bloque, no pudiendo ser consideradas individualmente por las autoridades (ACERA, 2017). Asimismo, los precios se fueron expresados en dólares y se encontraban indexados, mientras que las garantías exigidas a los oferentes fueron aumentadas.

Continuando con la tendencia de las subastas anteriores, y tal como se aprecia en la Tabla 17, la Licitación de 2017 fue considerada un hito, con un alto grado de competencia que permitió obtener los precios más bajos desde que Chile inició el proceso de subastas de energías en 2015 (ACERA, 2017). El 100% de la energía fue adjudicada a proyectos de energía renovable, con un precio promedio de 33 US\$/MWh. Asimismo, el 6% de la energía (120 GWh/Año) fue concedida a proyectos de eólicos a un precio promedio de 34 US\$/MWh, el 16% a ofertas solares fotovoltaicas (360 GWh/Año) a un precio promedio de 36 US\$/MWh y el resto a una combinación de diferentes tecnologías.

Tabla 17: Resultados de la Licitación 2017

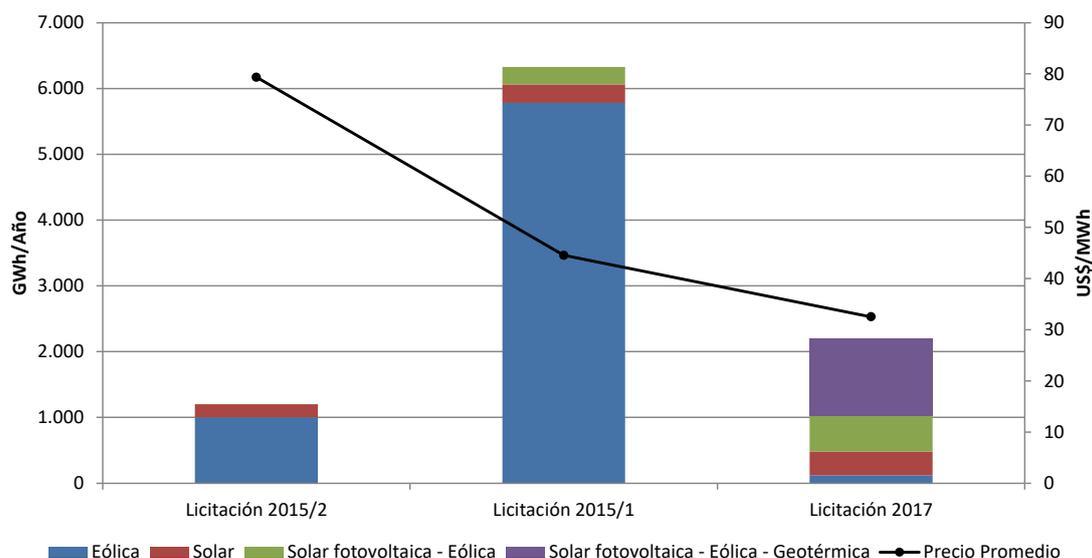
Tecnología	Energía Adjudicada (GWh/Año)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	120,00	34,10
Solar fotovoltaica - Eólica	540,00	25,39
Solar fotovoltaica - Eólica - Geotérmica	1.180,00	34,68
Solar fotovoltaica	360,00	35,69
Total	2.200	32,53

Elaboración propia sobre datos de ACERA, 2017.

Considerando las tres licitaciones, Licitación 2015/1, Licitación 2015/2 y Licitación 2017/1, se adjudicaron 15.830 GWh/Año de energía, de los cuales el 61% correspondió a energías renovables (9.726 GWh/Año). Como se expone en el Gráfico 1, del total de la energía renovable adjudicada los proyectos eólicos fueron los que mayor preponderancia tuvieron, ya que el 71% de la energía renovable fue otorgada a estos proyectos (6.904 GWh/Año), seguidos de las ofertas que combinaron las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y geotérmica con un 12% (1.180 GWh/Año), las solares con 9% (838 GWh/Año) y la combinación solar fotovoltaica y eólica (804 GWh/Año). En cuanto a los precios de estas energías, se observa una pronunciada caída de una subasta a otra, ya que en la Licitación 2015/2 para proyectos a construirse en el año 2017 se obtuvo un precio ponderado de 79 US\$/MWh, mientras que en la Licitación 2015/1 para proyectos a construirse en 2021, se obtuvo un precio ponderado de 45 US\$/MWh.¹² Por último, para la Licitación 2017 por proyectos a construirse en 2024 se obtuvo un precio promedio de 32 US\$/MWh.

¹² De incluirse las ofertas basadas en energía convencional, hidráulica y una combinación de carbón, diésel, gas natural licuado (GNL) e hidráulica, este precio se eleva a 48 US\$/MWh mostrando la competitividad de las energías renovables.

Gráfico 11: Energía y Precios Promedio de las Licitaciones de Energías Renovables Obtenidos en Chile



Elaboración propia sobre datos de ACERA, 2016a y ACERA, 2017.

En el proceso chileno se destacan dos aspectos de las subastas que difieren significativamente de Renovar: las licitaciones no discriminaron por tecnología y fueron realizadas con el precio como único mecanismo de selección. De esta manera, en Chile las energías renovables compitieron por precio contra las energías provenientes de fuentes convencionales y resultaron ganadoras en todas las licitaciones, incluso siendo adjudicadas con toda la energía en las Licitaciones 2015/2 y 2017. Queda, sin embargo, el interrogante de si los proyectos podrán materializarse o si finalmente los precios ofertados fueron demasiado optimistas y no se condijeron con la realidad.

1.20.2 México

México posee un gran potencial en energías renovables, principalmente eólica, solar y geotérmica, así como grandes desafíos en materia de política energética, debido tanto al peso del sector petrolero en términos políticos como a los continuos cambios regulatorios (USDC, 2016). Asimismo, de acuerdo con el Banco Mundial, México es el mejor país de América Latina para realizar negocios (Banco Mundial, 2017).

A diciembre de 2014 la matriz eléctrica de México contaba con una capacidad instalada de 65.464 MW, de los cuales aproximadamente el 5% correspondió a energías renovables (3.252 MW). Cabe mencionar que dentro de las energías renovables se incluyen 12.429 MW de energía hidroeléctrica, que la Secretaría de Energía de México no discrimina entre pequeños y grandes aprovechamientos, por lo que no fueron considerados como renovables en este trabajo.

La promoción de las energías renovables en México se remonta al año 2008 con la *Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética*, que regula el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para

generar electricidad, así como establece la estrategia nacional. Posteriormente, en 2012 y 2015 se establecieron la *Ley general de cambio climático* y la *Ley de transición energética*, respectivamente. La primera distribuye las competencias de las distintas unidades administrativas del Estado y sus atribuciones, así como las acciones de adaptación y mitigación al cambio climático entre las que se incluye la reducción de emisiones en la generación y uso de energía, fomentando a las energías renovables y limpias para alcanzar el 35% de generación de fuentes limpias para el 2024.

Por su parte, la *Ley de transición energética* regula el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica. En ella se determinan metas de participación mínima de las energías limpias en la generación de energía eléctrica, siendo de un 25% para el año 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024. Asimismo, se establece la obligación de adquirir CEL a los grandes consumidores de energía eléctrica de México.

En noviembre de 2015 el CENACE anunció la primera subasta energética de México para la adquisición de 6.361 GWh de energía limpia por año, así como también de 6.361 GWh de CELs por año y 500 MW de potencia firme (en adelante Subasta de Largo Plazo 1/2015 o SLP 1/2015). Las ofertas podían realizarse combinando cualquiera de los tres productos, así como también vincular ofertas, indicar que las ofertas fueran mutuamente excluyentes y realizar ofertas condicionadas.

La subasta no fue geográficamente específica ni discriminó entre las diversas tecnologías limpias, pero si excluyó a la tecnología térmica (con excepción de la subasta por potencia donde se admitían ofertas de centrales convencionales). Asimismo, se les exigió a los oferentes contar con suficiente capacidad legal, técnica y de ejecución y financiera para cumplir con la oferta, así como una garantía de seriedad de oferta. Los contratos a ser adjudicados presentaron una duración de 15 años para las subastas de energía y de potencia y de 20 años para la subasta de CELs, siendo la fecha de operación comercial el 28 de marzo de 2018.

En total se presentaron 227 ofertas económicas de 69 participantes distintos, de las cuales a fines de marzo de 2016 fueron seleccionadas 18 (6 eólicas y 12 solares fotovoltaicas) por 5.403 GWh por año, un 85% del objetivo (6.361 GWh por año). En contrapartida, no fue adjudicado ningún mega de los 500 MW de potencia buscados. Por su parte, el precio promedio (energía más CELs) fue de 48 US\$/MWh. Esto se refleja en la tabla expuesta a continuación.

Tabla 18: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2015 para Energías Renovables

Tecnología	Ofertas Adjudicadas	Energía (GWh/Año)	CELS	Potencia (MW)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Solar Fotovoltaica	12	4.018,86	3.996,88	2.161,00	45,06
Eólica	6	1.384,02	1.384,02	394,00	55,33
Total	18	5.403	5.381	2.555	47,78

Elaboración propia sobre la base de CENACE y Molina, J. et al. 2014.

El mecanismo de selección de las ofertas ganadoras se realizó mediante un modelo de optimización que busca maximizar el excedente económico, considerando diversos factores: el precio ofertado, costos, la zona y el horario donde la central genera energía y la energía producida, entre otros, reconociendo así el valor intrínseco de la energía de acuerdo al balance de oferta y demanda (PricewaterhouseCoopers México, 2016).

A diferencia de Renovar, no hubo discriminación geográfica pero si existieron incentivos para que los proyectos se localicen en las zonas más beneficiosas para el sistema eléctrico. En Argentina es la discriminación geográfica la que impide instalar proyectos nuevos en zonas no autorizadas, con el objetivo de fomentar el desarrollo de distintos puntos del país, y el proceso de selección se basa en el precio ofertado y no en un modelo de maximización del excedente económico.

De igual forma, en la Subasta de Largo Plazo 1/2015 los contratos se encuentran nominados en pesos mexicanos, pudiendo ser indexados tanto en esa moneda, de acuerdo a la evolución de la inflación de México, como en dólares, según la variación del tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar. Como se expuso anteriormente, en Renovar los contratos se encuentran expresados en dólares, con una cláusula de revisión ante determinadas circunstancias, pero son pagados en moneda local.

Por otro lado, en México los contratos a adjudicar para las subastas de energía y potencia fueron de 15 años, menores a la vida útil de las plantas de energía, lo que representa un riesgo de mercado para los inversores, ya que necesitarán nuevos compradores una vez concluido en contrato adjudicado (IRENA, 2017). En las subastas de Argentina la duración de los contratos coincide con la vida útil estimada de las plantas de energía, 20 años. Asimismo, y al igual que en Renovar, las autoridades definieron un precio máximo de adjudicación.

En enero de 2016 el CENACE realizó una nueva convocatoria abierta con la finalidad de asignar contratos de cobertura eléctrica para la compraventa de 10.630 GWh de energía limpia por año, así como también de 10.630 GWh de CELs por año y 1.483 MW de potencia firme (en adelante Subasta de Largo Plazo 1/2016 o SLP 1/2016). Los contratos a ser adjudicados presentaron una duración de 15 años para las subastas de energía y de potencia y de 20 años para la subasta de CELs, siendo la fecha de inicio de operación entre julio de 2018 y junio 2019.

Las características de la subasta fueron similares a las de la Subasta de Largo Plazo 1/2015: no fue geográficamente específica; no admitió ofertas de centrales convencionales para las subastas de energía y CELS, pero si para la de potencia; no discriminó entre las diversas

tecnologías limpias; exigió a los oferentes contar con suficiente capacidad legal, técnica y de ejecución y financiera para cumplir con la oferta; y demandó una garantía de seriedad de oferta. Asimismo, se podían realizar combinaciones de cualquiera de los tres productos, vincular ofertas, condicionar ofertas y realizar ofertas mutuamente excluyentes. En contrapartida, debido a los precios competitivos registrados en la subasta anterior, las autoridades no consideraron necesario establecer un precio máximo de adjudicación para cada uno de los productos (Transparencia Mexicana, 2016).

A fines de septiembre de 2016 fueron seleccionadas 50 ofertas de tecnologías renovables (33 solares fotovoltaicas, 10 eólicas, 6 hidroeléctricas y una geotérmica) y 6 correspondientes a centrales térmicas, únicamente en concepto de potencia. La energía finalmente contratada consistió en 8.910 GWh por año, un 83,82% del objetivo (10.630 GWh por año). Por su parte, el precio promedio (energía más CELs) fue de 33 US\$/MWh. La Tabla 19 resume lo expresado anteriormente.

Tabla 19: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2016 para Energías Renovables

Tecnología	Ofertas Adjudicadas	Energía (GWh/Año)	CELs	Potencia (MW)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Solar Fotovoltaica	33	4.836,60	4.933,38	184,00	31,81
Eólica	10	3.874,46	3.828,76	128,00	35,77
Geotérmica	1	198,76	198,76	25,00	36,00
Hidroeléctrica	6	-	314,63	-	7,31
Total	50	8.909,82	9.275,53	337,00	33,47

Elaboración propia sobre la base de García, D. y Pinzón, J. 2017 y Transparencia Mexicana, 2016.

Por último, en abril de 2017 el CENACE realizó una invitación para participar de una nueva subasta de energía limpia, CELs y potencia por 6.090 GWh, 6.090 GWh y 414 MW, respectivamente. Los contratos a ser adjudicados presentaron una duración de 15 años para las subastas de energía y de potencia y de 20 años para la subasta de CELs, siendo la fecha de inicio de operación entre julio de 2019 y junio de 2020.

Las características de la subasta fueron similares a las de la Subasta de Largo Plazo 1/2015 y a las de la Subasta de Largo Plazo 1/2016, expuestas anteriormente. Asimismo, no fueron establecidos precios máximos de adjudicación para cada uno de los productos

En total, y como se puede ver en la Tabla 20, fueron seleccionadas 9 ofertas de energía solar fotovoltaica, 5 eólicas y una de energía térmica, únicamente en concepto de potencia. La energía contratada fue de 5.493 GWh por año, un 90% del objetivo (6.090 GWh por año) a un precio de 21 US\$/MWh (precio de la energía más los CELs).

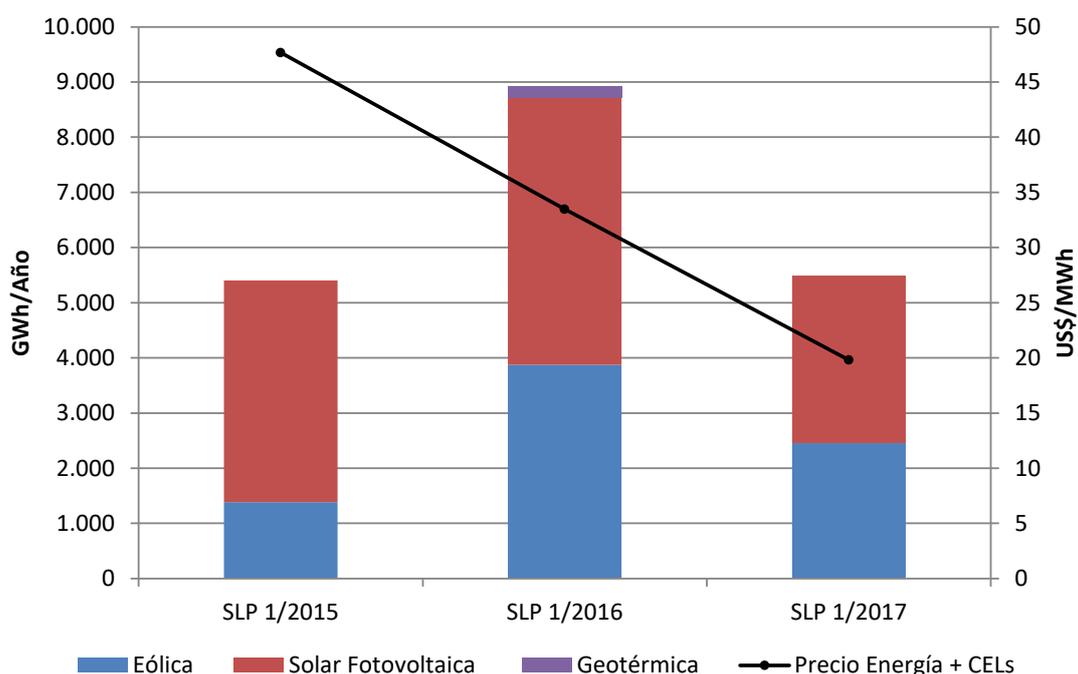
Tabla 20: Resultados de la Subasta de Largo Plazo 1/2017 para Energías Renovables

Tecnología	Ofertas Adjudicadas	Energía (GWh/Año)	CELS	Potencia (MW)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Solar Fotovoltaica	9	3.040,03	3.471,16	10,00	19,00
Eólica	5	2.452,55	2.481,42	82,66	18,60
Total	14	5.492,58	5.952,58	92,66	19,80

Elaboración propia sobre la base de CENACE y Molina, J. et al. 2014.

Si se tienen en cuenta las tres subastas realizadas en México, cuyos resultados se consolidan en el Gráfico 12, en total el país adjudicó 19.805 GWh por año de energía eléctrica limpia, distribuidos en 11.896 GWh por año para la tecnología solar fotovoltaica, 7.711 GWh por año de energía eólica y 199 GWh por año geotérmicos. Esto representó el 86% del objetivo, que sumando las tres subastas fue de 23.081 GWh por año. En cuanto a los precios de las subastas, existió un marcado descenso de una licitación a otra, llevando a que México alcance unos de los precios promedio más bajos a nivel mundial en la última subasta (KPMG México, 2017).

Gráfico 12: Energía y Precios Promedio de las Subastas de Energías Limpias Obtenidos en México



Elaboración propia sobre la base de CENACE; García, D. y Pinzón, J. 2017; Molina, J. et al. 2014, y Transparencia Mexicana, 2016.

A diferencia de Argentina, México se centró en subastas de energías limpias y no específicamente renovables, por lo que tanto estas últimas como los grandes aprovechamientos hidroeléctricos y la energía nuclear se encontraban habilitadas para

participar de las subastas. Finalmente fueron las energías renovables, fundamentalmente eólica y solar, las principales ganadoras de las diversas subastas.

Por otro lado, se destaca la planificación de las subastas, tanto por su desarrollo como por la anticipación en que fueron anunciadas. La periodicidad de las subastas y un cronograma claro y preciso, en un contexto de objetivos bien definidos en materia de energías renovables, le proporcionan a los inversores señales claras de la hoja de ruta del sector (IRENA, 2017).

1.20.3 Perú

La ubicación de Perú, cercana al Ecuador, contribuye a la abundancia de recursos renovables, con un rendimiento de la energía solar que se aproxima al máximo teórico y un factor de carga elevado para la energía eólica, alrededor del 52% (IRENA, 2017). De acuerdo al Banco Mundial, Perú presenta un ambiente favorable para hacer negocios, ubicándose tercero en el ranking realizado por aquella institución para América Latina (Banco Mundial, 2017).

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas de Perú, en 2014 la matriz eléctrica del país contaba con una potencia instalada de 9.739 MW, distribuida en 5.942 MW de energía térmica (61%), 3.558 MW hidroeléctrica (36%) y 239 MW de energía renovable (3%), principalmente eólica y solar.

En cuanto a las energías renovables, en 2008 se creó el Decreto Legislativo N° 1002 con el objetivo de promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, declarando que las autoridades deberán establecer un porcentaje objetivo de energías renovables en el consumo nacional de electricidad. Posteriormente en el mismo año, se aprobó el *Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables* con el fin de dar un marco normativo a las subastas de energía renovable, donde se establece que el OSINERGMIN convocará subastas con una periodicidad no menor de dos años y que la energía eléctrica proveniente de recursos renovables tendrá prioridad en el despacho.

El reglamento determina los requisitos necesarios para poder realizar una oferta: estudios de perfectibilidad, equipos a ser instalados nuevos o con una antigüedad de fabricación que no supere los dos años, una garantía de oferta (US\$ 50.000 por MW a instalar) y una garantía de cumplimiento de contrato (US\$ 250.000 MW a instalar) en caso de ser adjudicatario. El proceso de selección se basa exclusivamente en el precio, con un precio máximo de adjudicación para cada tecnología.

Desde el 2010, con la implementación de la primera subasta de energías renovables hasta la actualidad, poco ha cambiado en el diseño de las cuatro subastas realizadas en Perú, más allá de las tecnologías licitadas (IRENA, 2017). Esto, sumado a que las subastas se realizan cada dos años, garantiza previsibilidad al inversor, en visible contraste con Renovar.

Al igual que en Renovar a la energía eléctrica proveniente de recursos renovables se le otorga prioridad en el despacho, factor fundamental dada la intermitencia de estos recursos. De igual forma, el OSINERGMIN exige estudios de perfectibilidad y garantías por realizar una oferta y cumplir con el contrato adjudicado por valores muy similares a los de Renovar. Por último, ambos procesos cuentan con un precio máximo de adjudicación para cada tecnología.

En contraste, en Perú el mecanismo de selección se basa exclusivamente en el precio, no se consideran factores geográficos o de desarrollo de las economías regionales, así como tampoco presenta requerimientos de componente nacional. Igualmente, existen restricciones en cuanto a la antigüedad de la tecnología a ser instalada, requerimiento no exigido en Argentina. Existiendo un precio máximo de adjudicación y una cantidad de potencia a ser asignada, en Renovar este requerimiento no resulta demasiado significativo, ya que se entiende que las tecnologías menos modernas tienen mayores costos, por lo que mayor será el precio presentado por el oferente así como el riesgo de no calificar o de ser superado por otras ofertas.

Por otro lado, los contratos se encuentran nominados en soles peruanos, pero se encuentran indexados tanto al tipo de cambio entre el sol peruano y el dólar como al índice de inflación de los Estados Unidos (IRENA, 2017). Como se expuso anteriormente, en Renovar los contratos se encuentran expresados en dólares, con una cláusula de revisión ante determinadas circunstancias, pero son pagados en moneda local.

La última subasta realizada en Perú por el OSINERGMIN, *Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables* (en adelante cuarta subasta), fue en septiembre de 2015, siendo los proyectos adjudicados en febrero de 2016. El objetivo era colocar 1.750 GWh por año de energía renovable, a diferencia de Renovar donde se licita potencia, distribuida en las tecnologías expuestas en la Tabla 21.

Tabla 21: Energía Licitada por Tecnología en la Cuarta Subasta

Biomasa ¹³ (MWh)	Eólica (MWh)	Solar Fotovoltaica (MWh)	PAH (MWh)	Total (MWh)
312.000	573.000	415.000	450.000	1.750.000

Elaboración propia sobre la base de las Bases Consolidadas para la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

A los proyectos que resulten seleccionados se les adjudicará un contrato de 20 años, hasta el 31 de diciembre de 2038, debiendo los generadores empezar a operar, a más tardar, el 31 de diciembre de 2018.

Los resultados de la Cuarta Subasta fueron muy competitivos, con los precios más bajos de los últimos años a nivel latinoamericano para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, debido tanto a la disminución de los costos de las tecnologías como a la gran cantidad de oferentes. Hubo 111 proyectos calificados con ofertas que excedieron 16 veces la demanda para la energía eólica, 21 veces para la solar y 3 veces para hidroeléctrica (OSINERGMIN, 2016a y OSINERGMIN, 2016b). De acuerdo a OSINERGMIN, volcados en la Tabla 22, 13 proyectos resultaron ganadores con un total de 1.739 GW por año de energía adjudicados, el 99% de la energía solicitada.

¹³ Compuesto por 125.000 MWh de residuos forestales, 125.000 MWh de residuos sólidos agrícolas, 31.000 MWh de residuos sólidos urbanos incineración y 31.000 MWh de residuos sólidos urbanos biogás.

Tabla 22: Resultados de la Cuarta Subasta

Tecnología	Ofertas Adjudicadas	Energía (GWh/Año)	Potencia (MW)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	3	738,60	162,00	37,72
Solar Fotovoltaica	2	523,40	184,48	48,09
Biomasa	2	29,00	4,00	77,00
PAH	6	448,16	79,66	43,86
Total	13	1739,16	430,14	43,67

Elaboración propia sobre datos de OSINERGMIN, 2016c.

Del proceso realizado en Perú se puede resaltar la previsibilidad, con subastas que se realizan cada dos años, permitiendo a los agentes planificar sus inversiones y reducir riesgos financieros y retrasos en la construcción del proyecto y/o habilitación comercial. La previsibilidad evita que los inversores se precipiten en la toma de decisiones cuando no cuentan con el *know how* o tecnología lo suficientemente madura.

1.21 Comparación de Precios con Argentina

A continuación se realiza una comparación de los precios obtenidos en Renovar con los precios de las subastas analizadas anteriormente. Cabe mencionar que estas se comparan no por el momento de su lanzamiento sino por la fecha en que se adjudicaron las ofertas, entendiendo que las empresas estimaron los precios a ofrecer pensando en ese momento. Posteriormente, se profundizará en las razones de las diferencias de precios obtenidos entre Renovar y las subastas de los países seleccionados para realizar esta comparación.

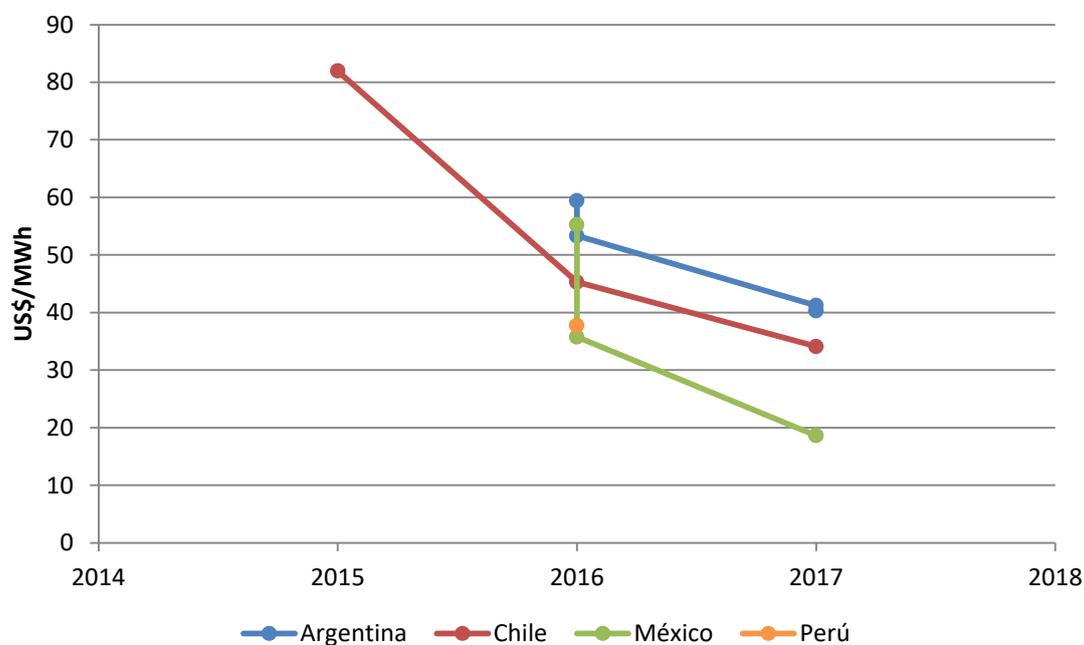
En primer lugar, en energía eólica Argentina mostró que aún se encuentra alejada de los precios obtenidos en Chile, México y Perú. Si bien en todas las licitaciones de Renovar los precios fueron mejores que los obtenidos por Chile en la subasta 2015/2, la subasta del país trasandino fue por 1.002 GWh/año de energía y con entrada en operación obligatoria en 2017, menos de un año y medio después de la convocatoria de la subasta, además de características mencionadas que no la hace comparable con Renovar.

De igual forma, se destaca que todos los países realizaron al menos una subasta con adjudicación de proyectos en 2016, lo que permite una clara comparación. En este año los precios para eólica de Argentina son similares a los obtenidos en la Subasta de Largo Plazo 1/2015 de México, Renovar 1 logró resultados apenas 7% superiores mientras que Renovar 1.5 un 4% inferiores. En relación a la Subasta de Largo Plazo 1/2016 de México y a Perú, los precios de Renovar 1 y 1.5 son superiores en más de un 40%, mientras que con Chile esa diferencia se reduce sobre todo si comparamos la subasta 2015/1 con Renovar 1.5, con precios 18% mayores para Argentina por sobre Chile.

Por su parte, en el año 2017 Argentina, Chile y México adjudicaron ofertas eólicas. En esta oportunidad los precios de Renovar 2 y 2.5 fueron más del doble en relación a los obtenidos por México, producto de una caída de casi el 50% de los precios de la Subasta de Largo Plazo

1/2017 en relación a su predecesora, mientras que con Chile fueron aproximadamente un 20% superiores, manteniendo la distancia existente en 2016. En el Gráfico 13 se expone la evolución de los precios de la energía eólica en las subastas analizadas.

Gráfico 13: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú para la Tecnología Eólica



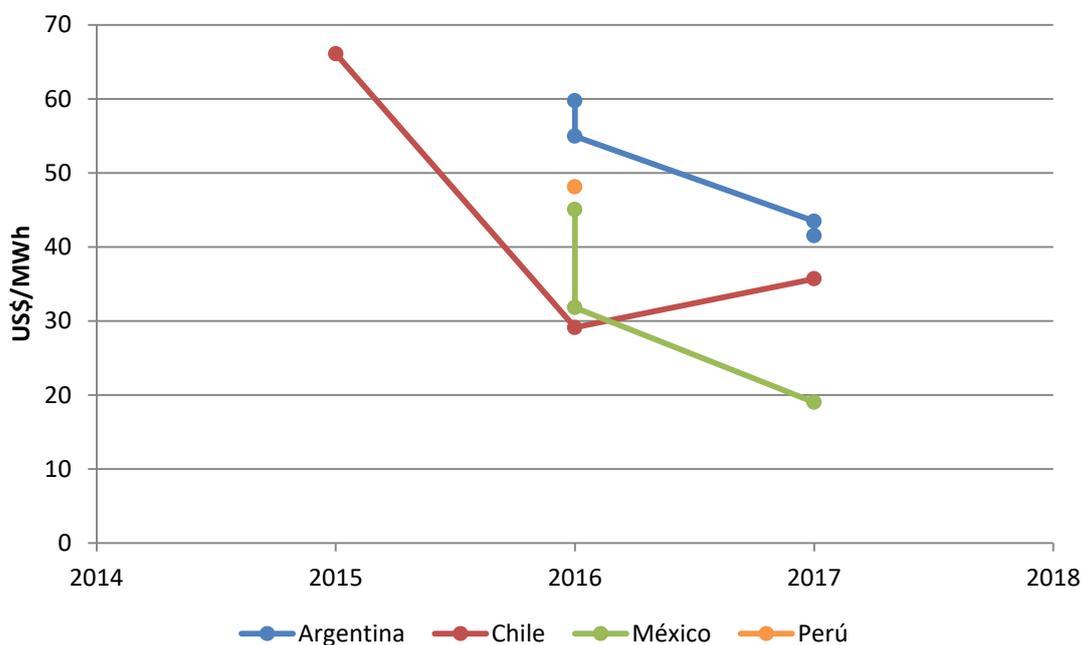
Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE; ACERA, 2016a y 2016; Molina, J. et al. 2014, García, D. y Pinzón, J. 2017 y OSINERGMIN, 2016c.

En lo referente a la energía solar, las distancias entre los precios obtenidos por Argentina y los demás países analizados fueron superiores a las existentes en energía eólica. Nuevamente Renovar consiguió mejores precios que la subasta 2015/2 de Chile, aunque al igual que con eólica son resultados poco comparables dada la magnitud de la misma (198 GWh/año).

En 2016 los cuatro países incluyeron a la energía solar en sus subastas, con resultados que se pueden dividir en tres segmentos de acuerdo al gráfico siguiente: por un lado Renovar 1 y 1.5 con precios cercanos a los 55 US\$/MWh, luego Perú y la Subasta de Largo Plazo 1/2016 de México con valores menores a 50 US\$/MWh y finalmente la Subasta de Largo Plazo 1/2017 mexicana y la Licitación 2017 de Chile con precio alrededor de los 30 US\$/MWh. De esta manera, en 2016 Argentina se encontraba a casi 7 US\$/MWh del precio más elevado de los países analizados (48 US\$/MWh de Perú).

Finalmente, en 2017 la distancia con Chile se redujo considerablemente, producto del alza de los precios en la energía solar de ese país y a la mejor performance de Renovar 2 y 2.5 en esta tecnología, mientras que con México aumentó como consecuencia de la caída del 40% de los precios. En el Gráfico 14 se expone la evolución de los precios de la energía solar en las subastas analizadas.

Gráfico 14: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú para la Tecnología Solar



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE; ACERA, 2016a y 2016; Molina, J. et al. 2014, García, D. y Pinzón, J. 2017 y OSINERGMIN, 2016c.

La tecnología biomásica únicamente fue incluida en las subastas de Argentina y Perú, aunque con diferencias que complejizan cualquier comparación. Mientras que en Renovar se discriminó entre biomasa y biogás, y luego en Renovar 2 entre biomasa, biogás y biogás de relleno sanitario; en Perú toda electricidad producida con residuos orgánicos se incluyó dentro de la categoría biomasa. Además, la única central adjudicada en Perú de biomasa, entendida en los términos de Renovar, fue en base a residuos sólidos urbanos (Central Térmica Biomasa Callao) y ninguna central adjudicada en las subastas de Argentina utilizan esta materia prima, todas utilizan residuos forestales, agrícolas o ganaderos (para mayores detalles véase el Anexo V). En cuanto a biogás, Perú adjudicó 14,5 MWh a la Central Térmica Biomasa Huaycoloro II de 2 MW de potencia a 77 US\$/MWh, precio considerablemente inferior al de cualquier central de biogás de Renovar, independientemente de la materia prima utilizada.¹⁴

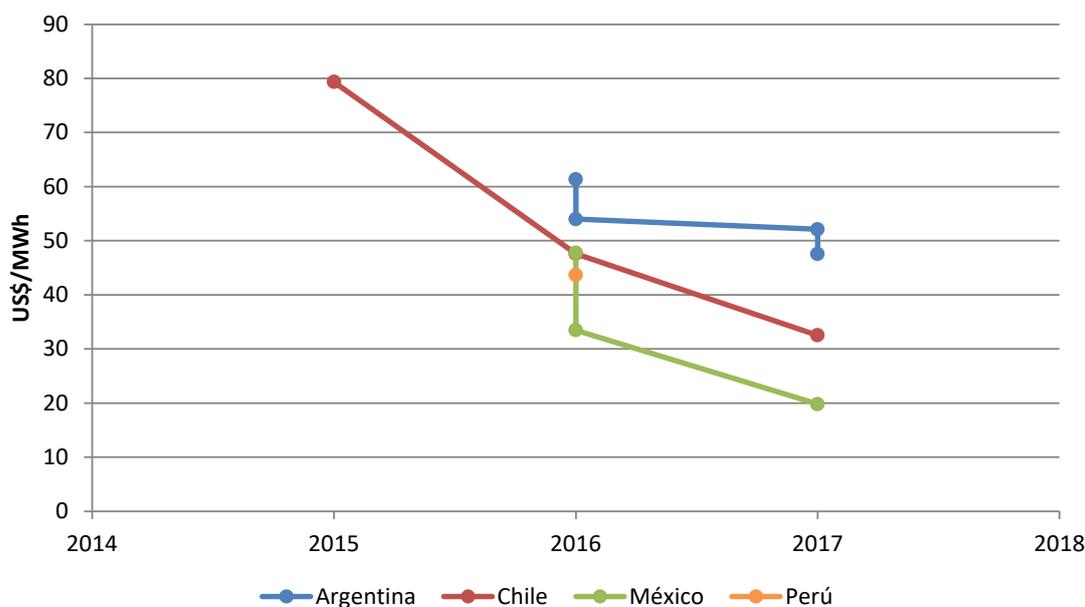
Por último, los precios obtenidos en PAH por Perú y México en su Subasta de Largo Plazo 1/2016 (únicamente para CELs) fueron menos de la mitad de los obtenidos por Argentina, registrando la mayor diferencia en los precios de todas las tecnologías subastadas.

Enfocando en el aspecto más general de las subastas, comparando los precios promedio ponderados sin discriminación por tecnología, dejando de lado la subasta 2015/2 de Chile,

¹⁴ Central Térmica Biogás Ricardone, en base a biogás de relleno sanitario, obtuvo un precio de 118 US\$/MWh por 1,2 MW de potencia, el más bajo de Renovar para una central de biogás.

Argentina obtuvo precios superiores a todas las subastas realizadas por Chile, México y Perú. Incluso entre 2016 y 2017 la distancia con Chile y México creció debido a que el descenso de los precios de estos países fue superior al obtenido por Renovar, con una caída del 32% para el primero y 57% para el segundo (comparando SLP 1/2017 en relación a la SLP 1/2015) frente a una disminución del 22% entre Renovar 2.5 y Renovar 1. En el Gráfico 15 se expone la evolución de los precios de las subastas analizadas.

Gráfico 15: Comparación de Precios entre Argentina, Chile, México y Perú



Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, SGE; ACERA, 2016a y 2016b; Molina, J. et al. 2014; García, D. y Pinzón, J. 2017; Transparencia Mexicana, 2016 y OSINERGMIN, 2016c.

En síntesis, Renovar obtuvo precios que se encuentran por encima de los precios obtenidos por subastas temporalmente cercanas realizadas en países comparables de Latinoamérica, entendiendo a aquellos con condiciones demográficas, geográficas, económicas, energéticas y con un nivel de penetración de las energías renovables similares. Esta disparidad de precios se debe a diversos factores, algunos de ellos determinantes por lo que deben ser analizados en mayor profundidad para poder concluir la razón de estas diferencias. A continuación, analizaremos el clima de negocios de cada uno de los países analizados, la dotación de recursos renovables que poseen y el retorno esperado por los agentes a la hora realizar inversiones en estos.

1.21.1 Clima de Negocios

Una forma de evaluar el atractivo de un país para los inversores es mediante su clima de negocios, la combinación de factores internos y externos que influyen en las operaciones de una empresa, o en términos más prácticos, las fuerzas, factores e instituciones con las cuales una empresa tiene que lidiar en orden de alcanzar sus objetivos (Vedamani, 2018). Se entiende que cuanto mejor sea el clima de negocios, es decir, la estabilidad económica, instituciones y

las condiciones microeconómicas, entre otros, mayor será el atractivo de un país para las empresas. Debido al grado de maduración de las inversiones en energías renovables, en un clima de negocios complejo o inestable las empresas volcarán sobre el precio todas las incertidumbres o riesgos que estimen, de manera de recuperar su inversión lo antes posible.

Diversos organismos especializados realizan informes que miden el clima de negocios de un país, uno de ellos es el diario inglés The Economist quien mediante un modelo mide la calidad o atractivo del ambiente de negocios en diversos países por un período de cinco años, entre ellos Argentina, Chile, México y Perú. Su diseño se basa en los principales criterios utilizados por las empresas para formular sus estrategias de negocios a nivel mundial, entre ellas el contexto político y macroeconómico, políticas hacia el libre mercado, impuestos y mercado laboral y financiero, entre otras.

De acuerdo a The Economist en el período 2014-2018, coincidente con las subastas de Renovar, el clima de negocios de la Argentina se ubicó en la novena posición sobre un total de doce países en Latinoamérica, mientras que Chile, México y Perú para el periodo comprendido de 2013-2017, un año de diferencia con el período de Argentina, se situaron en las principales posiciones del subcontinente.

Como se puede observar en la Tabla 23, Argentina tiene una puntuación que se encuentra por debajo de la media, ubicándose entre los cuatro países de Latinoamérica con peor clima de negocios de la región, mientras que el clima de negocios de Chile, México y Perú es diametralmente opuesto.

Tabla 23: Clima de Negocios en Argentina, Chile, México y Perú de Acuerdo a The Economist

País	Puntos ¹⁵	Posición Latinoamérica	Período Analizado	Ranking Global
Chile	7,50	1	2013-17	20
México	6,54	2	2013-17	37
Perú	5,97	4	2013-17	48
Argentina	4,76	9	2014-18	68

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de The Economist, Intelligence Unit

Sin embargo, de acuerdo The Economist, el clima de negocios de la Argentina ha mejorado en los últimos años producto de las medidas implementadas por el gobierno de Mauricio Macri, eliminando algunas distorsiones en la economía que si bien contribuyeron a mayor inestabilidad en el corto plazo, principalmente por el aumento de la inflación, generaron una mejora en el ambiente de negocios en el mediano-largo plazo (The Economist Intelligence Unit, 2019).

Cabe mencionar que el modelo de The Economist está diseñado desde la óptica de grandes empresas o empresas transnacionales, quienes normalmente llevan adelante los proyectos de energías renovables. Sin embargo, en la cadena de valor del sector estas empresas no son los

¹⁵ Sobre la base de 10 puntos.

únicos actores involucrados, ya que también forman parte empresas de menor tamaño que proveen de bienes y servicios.

En este sentido, el Banco Mundial realiza anualmente un índice (ease of doing business index) que muestra el grado de dificultad de desarrollar negocios en los distintos países, centrándose en la óptica de pequeñas y medianas empresas. El estudio mide y realiza el seguimiento de once áreas que afectan el ciclo de un negocio, que se pueden resumir en calidad institucional, infraestructura, impuestos, mercado laboral y mercado financiero.

Según esta institución, el clima de negocios en Argentina para los años 2016, 2017 y 2018 apenas se sitúa entre los mejores veinte sobre un total de treinta y tres países de Latinoamérica, mientras que México y Chile poseen el mejor clima de negocios de la región para esos años, con Perú fluctuando entre la quinta y la sexta posición.

Como se aprecia en la Tabla 24, el Banco Mundial sitúa a la Argentina como uno de los países con peor clima de negocios de la región, con una puntuación que se encuentra por debajo de la media del subcontinente, siendo los principales inconvenientes del país los permisos de construcción, el pago de impuestos, el acceso al financiamiento y el proceso para iniciar un negocio.

Tabla 24: Clima de Negocios en Argentina, Chile, México y Perú de Acuerdo al Banco Mundial

País	2016		2017		2018	
	Puntos ¹⁶	Posición LA	Puntos ¹⁶	Posición LA	Puntos ¹⁶	Posición LA
México	71,39	1	72,09	1	72,27	1
Chile	70,66	2	71,07	2	71,44	2
Perú	68,05	6	68,25	5	68,27	6
Argentina	57,18	20	57,86	19	57,93	20

Elaboración propia sobre de datos del Banco Mundial, Doing Business

De esta manera, existe una marcada diferencia entre el clima de negocios de Argentina, por un lado, y Chile, México y Perú, por otro. Argentina no presenta buenas condiciones para el desarrollo de las empresas, sin importar su escala o alcance, mientras que Chile, México y Perú se sitúan entre los países más atractivos de Latinoamérica. A la hora de referirnos a las diferencias de precios observadas en las licitaciones de energía renovables de estos países, el clima de negocios es uno de los factores que deben ser tenidos en cuenta.

1.21.2 Dotación de Recursos Renovables

El factor de planta o factor de capacidad de una central eléctrica es la razón entre la energía real generada por la central durante un período determinado y la energía teórica generada si esa misma central hubiera trabajado a plena carga durante el mismo período de acuerdo a las especificaciones técnicas del equipo. Debido a la intermitencia del recurso que permite el funcionamiento de las centrales de energía renovable, el factor de capacidad tiende a ser menor al de las centrales térmicas.

¹⁶ Sobre la base de 100 puntos.

El factor de planta resulta fundamental a la hora de evaluar la rentabilidad de una central eléctrica debido a que determina el tiempo en que generará energía para vender a la red. Por otro lado, en un esquema de subastas las empresas compiten por precio, de manera que existen incentivos para presentar el menor posible para obtener el bien subastado (un contrato de provisión de energía eléctrica en este caso). Como los ingresos de toda empresa son producto de la cantidad de ventas realizadas multiplicadas por el precio ($I=P \times Q$), si el objetivo es ofertar el menor precio posible las empresas deben asegurarse maximizar la cantidad de energía vendida a la red, de manera de lograr la rentabilidad deseada. De aquí surge la importancia del factor de capacidad, ya que en la búsqueda de ese beneficio pretendido por la empresa (asumiendo un ingreso constante) a mayor factor de capacidad mayores serán las ventas y por ende menor el precio que la empresa estará en condiciones de ofertar.

Chile, México y Perú cuentan con excelentes recursos renovables, Chile en el desierto de Atacama y Perú por su cercanía al Ecuador están entre los países con mejores recursos solares del planeta, mientras que los tres países cuentan con excelentes vientos.

Sin embargo, Argentina no tiene nada que envidiarle a estos países ya que también posee un gran potencial en materia de recursos para el desarrollo de las energías renovables, con uno de los mejores recursos eólicos a nivel mundial, principalmente en la Patagonia, con factores de planta por encima del 50% y excelentes condiciones en cuanto a radiación solar en el noroeste, con factores de capacidad que superan el 35% (Newbery 2018) (Ocampo y Ayestaran, 2016). Como muestra de esto, en las rondas 1 y 1.5 de Renovar el factor de capacidad P75 promedio declarado por las empresas ascendió a 45% para energía eólica, con algunos proyectos que superaron el 50%, y a 26% (Renovar 1) y 28% (Renovar 1.5) en solar, con proyectos por encima del 30% (MINEM, 2016). Incluso, de acuerdo con la CNEA, durante el primer semestre de 2019 la disponibilidad promedio de los parques eólicos alcanzó el 46%, frente a un 44% en 2018, con algunos que superaron el 50% en Chubut y la Provincia de Buenos Aires.

De esta manera, se puede considerar que el factor de capacidad no es uno de los puntos que marque las diferencias de precios observadas entre los países analizados, ya que tanto Argentina como Chile, México y Perú cuentan con una buena dotación de recursos.

1.21.3 Retorno Esperado

A la hora de realizar inversiones los agentes esperan una tasa de rentabilidad mínima de acuerdo al riesgo de la inversión y a los flujos de fondos esperados de la misma. Esta tasa se denominada "Costo del Capital Propio" debido a que es la retribución que esperan los inversores o accionistas por el capital invertido mediante recursos propios.

No obstante, rara vez las inversiones son realizadas únicamente con el capital del accionista. Normalmente interviene un segundo actor, el acreedor, que provee fondos en forma de deuda y no posee derechos sobre los beneficios de la inversión. El acreedor es retribuido mediante una tasa fija bajo la forma de intereses (tasa de interés).

De esta manera, el “Costo del Capital” de una inversión debe poder retribuir tanto a los accionistas como a los acreedores, es decir, debe cubrir tanto el Costo del Capital Propio (k_{CP}) como el Costo de la Deuda (k_D), y puede ser calculado utilizando el “Costo Promedio Ponderado del Capital” o “WACC”, por sus siglas en inglés.

El WACC estima el costo de capital como un promedio ponderado del costo de los distintos componentes de financiación utilizados para llevar adelante un proyecto de inversión: el capital del inversor y la deuda del acreedor.

$$WACC = k_{CP} \times \frac{CP}{CP + D} + k_D \times \frac{D}{CP + D} \times (1 - t)$$

Dónde:

k_{CP} = costo del capital propio

k_D = costo de la deuda (antes de impuestos)

$\frac{CP}{CP+D}$ = estructura de capital

CP = valor de mercado del capital propio

D = valor de mercado de la deuda

t = tasa impositiva

A continuación se determina el retorno esperado por los agentes en sus inversiones en energías renovables en Argentina, Chile, México y Perú. A los fines de garantizar la comparabilidad se seleccionó el 5 de septiembre de 2016, fecha de presentación de las ofertas de Renovar 1, como punto en el tiempo para realizar esta comparación.¹⁷

1.21.3.1 Estructura de Capital

La estructura de capital es el ponderador de los componentes de financiación y está dada por la proporción de capital propio y deuda que componen el capital de una empresa. A los fines del cálculo del WACC se asume una estructura de capital óptima de la industria de las energías renovables, ya que si bien una empresa en un país emergente puede no contar con esta estructura en la actualidad se espera que tienda hacia la misma en el futuro. En este sentido, debido al alto grado de desarrollo tanto de las energías renovables como de su sistema financiero, se considera que Estados Unidos posee la estructura de capital óptima.

Para la estimación de la estructura de capital óptima se utilizó la información disponible publicada en la base de datos del Prof. Damodaran para el año 2016 bajo la calificación de industria de energías verdes y renovables (Green & Renewable Energy).^{18 19}

¹⁷ No se expone el retorno esperado de la Ronda 2 de Renovar debido a que por su cercanía temporal a la Ronda 1, un año de distancia, se entiende que las diferencias entre los retornos esperados de una y de la otra son poco sustanciales y no aportan demasiado al análisis. Sin embargo, el cálculo del mismo se presenta en el Anexo V.

¹⁸ Disponible en sitio web del Prof. Damodaran (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>).

1.21.3.2 Costo del Capital Propio (k_{CP})

Si bien existen numerosos modelos para estimar el costo del capital propio, se ha optado por el modelo CAPM. Esta elección se basa en el uso generalizado del CAPM dentro del ámbito financiero y en la simplicidad en el cálculo de sus variables.

El modelo CAPM expone que el costo del capital propio es igual a una tasa libre riesgo más una prima de riesgo de mercado ponderada por la volatilidad del proyecto o activo en relación a la volatilidad del mercado ("beta"). Adicionalmente, debido a que los países considerados emergentes cuentan con riesgos adicionales a los industrializados, al modelo original se le adicionó una prima de riesgo de manera de reflejar esta mayor volatilidad.

En este sentido, debe tenerse en consideración que los mercados financieros de los países emergentes no se encuentran tan desarrollados como aquellos de los países más industrializados, por lo que presentan menor tamaño y liquidez y tienden a presentar mayor volatilidad. De igual forma, los países analizados no presentan un gran número de empresas de energías renovables que sean públicas, por lo que resulta más apropiado para estimar los componentes del CAPM emplear compañías comparables de economías desarrolladas, y luego realizar un ajuste que refleje el retorno adicional que exigen los inversores para invertir en la economía en desarrollo bajo análisis.

$$k_{CP} = r_f + \beta[E(r_m) - r_f] + PRP$$

Dónde:

r_f = la tasa libre de riesgo

$E(r_m)$ = tasa de retorno esperado de la cartera de mercado en general

$E(r_m) - r_f$ = prima de riesgo del mercado

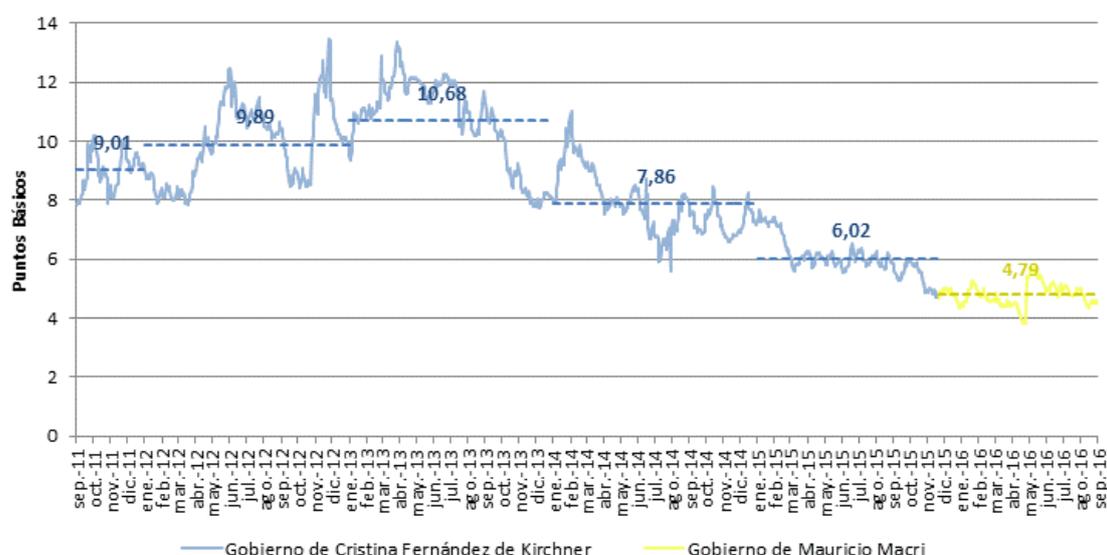
β = riesgo sistemático del capital propio

PRP = prima de riesgo país

Cabe mencionar que las estimaciones se realizaron con información correspondiente al período 5 de septiembre de 2015 - 5 de septiembre de 2016, con datos históricos de un año atrás del momento de la presentación de ofertas de Renovar 1, debido a que el cambio de gobierno en Argentina trajo aparejado una notable disminución del riesgo país, como se aprecia en el Gráfico 16, factor determinante en el cálculo del retorno esperado de una inversión. De esta manera, se asume que los inversionistas realizaron sus ofertas estimando que el riesgo país futuro de la Argentina sería similar al observado el año anterior, desestimando información previa en base a las perspectivas de aquel momento (Gorodisch, 2016).

¹⁹ Algo considerar es que Damodaran incluye dentro de la categoría Green & Renewable Energy a empresas que no son necesariamente generadores de electricidad, sino que desarrollan proyectos energéticos renovables o prestan servicios relacionados; hidroeléctricas de más de 50 MW; y generadores que no producen energía eléctrica con recursos renovables en su totalidad, sino que también utilizan combustibles fósiles. Sin embargo, debido a la gran cantidad de empresas clasificadas en esta categoría, más de 180, se entiende que estas inconsistencias y/o diferencias de criterio, fundamentalmente con lo que se entiende por energías renovables en Renovar, no hacen al producto final pero si deben aclararse.

Gráfico 16: Riesgo País de Argentina del 2 de Septiembre de 2011 al 2 de Septiembre de 2016



Elaboración propia sobre la base del EMBI de JP Morgan Chase.

A continuación se describen los componentes del CAPM.

1.21.3.2.1 Tasa Libre de Riesgo

Para que un activo sea considerado libre de riesgo el inversor debe conocer los ingresos esperados del mismo con certeza. En consecuencia, el activo no debe presentar ningún riesgo de default, lo que implica que debe ser un bono emitido por algún Estado, y no deben existir dudas acerca de la tasa de reinversión del activo, es decir, debe ser un bono cupón cero que pague el capital a su vencimiento (Damodaran, 2004).

Asimismo, la tasa libre de riesgo debe ser consistente con el período analizado, que en este caso son contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con una duración de veinte años, con excepción de México donde los contratos para las subastas de energía y de potencia se extienden hasta 15 años.

De esta manera, la tasa libre de riesgo debe ser emitida por un Estado que no presente riesgo de default, debe ser cupón cero y contar con una duración de 20 años. A los fines del cálculo del costo del capital propio se ha seleccionado como tasa libre de riesgo a la tasa de interés de las notas del Tesoro de Estados Unidos a 20 años, tomando el valor promedio de los doce meses anteriores a la presentación de ofertas (Sobres "A" y "B") de Renovar 1.

1.21.3.2.2 Prima de Riesgo del Mercado

La prima de riesgo de mercado mide el retorno adicional que un inversor le exige a un activo por invertir en este y no en un activo libre de riesgo, y está dada por el grado de aversión al riesgo del inversor y por el riesgo del activo en el que se invierte (Damodaran, 2004). Cuanta mayor aversión al riesgo presente un individuo mayor será la recompensa que le exigirá a un

activo, mientras que cuanto más volatilidad posea un instrumento mayor será la retribución esperada del mismo a la hora de invertir.

Si bien existen diversas metodologías para medir la prima de riesgo de mercado, para el cálculo del costo del capital propio se ha optado por la prima de riesgo implícita publicada anualmente por el Profesor Damodaran. De acuerdo a Damodaran, la crisis de 2008 creó nuevas condiciones en el mercado donde las primas de riesgo pueden cambiar rápidamente y en valores considerables, por lo que no es recomendable utilizar valores históricos sino realizar mediciones anualmente (Damodaran, 2016). Para el año 2016 la prima de riesgo según el Profesor Damodaran fue de 6,12%

1.21.3.2.3 Beta

El coeficiente beta es una medida de la volatilidad o riesgo del activo analizado en relación con la volatilidad del mercado, es decir, mide en qué proporción afectan las variaciones del mercado al activo analizado. Dado que el valor de los betas se calcula en base a un análisis del mercado bursátil es necesario contar con una buena muestra de empresas de energías renovables para realizar una estimación precisa, que en países en desarrollo como los analizados, resulta complejo. Por tal motivo, resulta más apropiado estimar el beta empleando compañías comparables de economías desarrolladas.

Siendo así, para el coeficiente beta de empresas de energías renovables se utilizó la información disponible publicada en la base de datos del Profesor Damodaran para el año 2016 de empresas de los Estados Unidos (1,14).²⁰

Sin embargo, dado que los betas de las base de datos de Damodaran se encuentran apalancados, es decir, con la estructura de capital y la tasa impositiva de los Estados Unidos, corresponde ajustarlo de manera que refleje las condiciones de apalancamiento existente en los países analizados. De tal forma, el beta debe desapalancarse de la siguiente manera:

$$\beta_D = \frac{\beta_A}{\left[1 + (1 - t) \frac{D}{D + CP}\right]}$$

Dónde:

β_D = beta desapalancado

β_A = beta apalancado

t = tasa de impuesto a las ganancias de los Estados Unidos (40%)

Aplicando esta fórmula se llega a un beta desapalancado de 0,56. Tal como se expuso anteriormente, se asume que una empresa de energía renovable en un país emergente posee una estructura de capital similar a la de la industria de las energías renovables de los Estados

²⁰ Si bien en Argentina los generadores de energía renovables cuentan con contratos de largo plazo con CAMMESA por una remuneración fija en dólares, por lo que se entiende debería presentar un beta más cercado o menor a 1, la información recopilada por Damodaran y utilizada en este trabajo es de empresas de los Estados Unidos, que cuentan con diversas modalidades de venta (contratos o spot) e incluye empresas que desarrollan proyectos energéticos renovables o prestan servicios relacionados.

Unidos, ya que si bien en la actualidad puede no contar con esta estructura se espera que tienda hacia la misma en el futuro.

1.21.3.2.4 Prima de Riesgo País

Dado que todos los factores del cálculo del costo de capital propio se basan en valores o estimaciones correspondientes a los Estados Unidos, corresponde ajustar el retorno calculado con el diferencial de riesgo de invertir en cada uno de los países analizados. Para ello al modelo CAPM tradicional se le adicionó la prima de riesgo país de Argentina, Chile, Perú y México, respectivamente, que es la diferencia entre el rendimiento de los bonos de los países seleccionados y el rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos.

Cabe mencionar que es posible utilizar este enfoque siempre y cuando el país analizado no se encuentra en una situación de cesación de pagos, donde el país deja de tener acceso al mercado de crédito. Siendo que Argentina, Chile, Perú y México en el 2016 presentaron condiciones financieras que podrían definirse como normales, es posible emplear el enfoque seleccionado.

De esta manera, se ha utilizado como medida de la prima de riesgo país el Índice EMBI de Argentina, Chile, Perú y México, tomando el valor promedio de los doce meses anteriores a la presentación de ofertas de Renovar 1 de cada uno de los países.

1.21.3.3 Costo de la Deuda (k_D)

El costo de la deuda mide el costo que posee una firma para financiar un determinado proyecto (Damodaran, 2004). Debido a las limitaciones para obtener información de empresas de energías renovables en los países analizados para el cálculo del costo de la deuda se ha utilizado el método sintético, que consiste en la estimación del costo de endeudamiento a partir de una tasa libre riesgo más una prima por el riesgo de la industria, diferencial que debe abonar una empresa de un determinado sector industrial por sobre la tasa libre de riesgo, más una prima por riesgo país que refleja la mayor volatilidad de los países emergentes:

$$k_D = r_f + PEI + PRP$$

Dónde:

r_f = la tasa libre de riesgo

PEI = prima de endeudamiento industria

PRP = prima de riesgo país

De esta manera, para estimar el costo de la deuda de una empresa correspondiente a la industria de las energías renovables se utilizó la tasa libre de riesgo de Estados Unidos y la prima por riesgo país, definidas anteriormente, adicionándole una prima por riesgo de endeudamiento corporativo de acuerdo a la información publicada anualmente por el Profesor Damodaran para el año 2016.

1.21.3.4 Costo Promedio Ponderado Estimado del Capital

La siguiente tabla muestra el WACC en US\$, y su la desagregación de sus componentes, para una empresa de energías renovables en Argentina, Chile, Perú y México.

Tabla 25: WACC de Argentina, Chile, México y Perú al Momento de Renovar 1 (septiembre de 2016)

	Argentina	Chile	México	Perú
Tasa Libre de Riesgo	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%
Prima por Riesgo de Mercado	6,12%	6,12%	6,12%	6,12%
Beta Apalancado	1,19	1,30	1,24	1,26
Prima por Riesgo País	4,92%	2,18%	3,01%	2,22%
Costo del Capital Propio	14,49%	12,41%	12,88%	12,20%
Tasa Libre de Riesgo	2,30%	2,30%	2,30%	2,30%
Prima por Riesgo País	4,92%	2,18%	3,01%	2,22%
Prima Endeudamiento Industria	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%
Costo de la Deuda	8,46%	5,73%	6,55%	5,76%
Tasa Impositiva	35,00%	24,00%	30,00%	28,00%
Costo de la Deuda (des. imp.)	5,50%	4,35%	4,59%	4,15%
Capital Propio/Capital	36,45%	36,45%	36,45%	36,45%
Deuda/Capital	63,55%	63,55%	63,55%	63,55%
WACC	8,78%	7,29%	7,61%	7,08%

Elaboración propia sobre la base de Damodaran, EMBI y Federal Reserve de los Estados Unidos.

Como se puede apreciar, los agentes exigen un retorno mayor para sus inversiones en Argentina que en Chile, México y Perú primordialmente por las diferencias que existen entre el riesgo país del primero en relación al de los otros: el riesgo argentino en 2016 era aproximadamente 200 puntos básicos mayor que el mexicano, quien le siguiente en la escala de los países analizados.

De esta manera, luego de analizar y contrastar resultados de subastas de energías renovables en Latinoamérica con Renovar, se puede concluir que Argentina obtuvo precios por encima de los logrados en licitaciones temporalmente cercanas realizadas en países comparables del subcontinente. Estas diferencias se deben principalmente a su clima de negocios y al retorno esperado por los agentes a la hora de invertir en el país. A pesar de que Argentina tiene una gran dotación de recursos renovables, presenta uno de los ambientes de negocios menos atractivos de Latinoamérica de acuerdo a instituciones especializadas, a lo que se le suma un riesgo país por encima de la media de los países del subcontinente, factor determinante en el retorno esperado como se demostró en el cálculo del WACC de Argentina, Chile, México y Perú.

No es de extrañar que la situación del país en cuanto al clima de negocios y al riesgo país sea homólogas, ya que son conceptos relacionados. No obstante, entendemos que el primero se emparenta más con la situación microeconómica, las instituciones y la regulación, mientras

que el segundo con la macroeconomía y las finanzas, aunque es inevitable que ambos se entrelacen. Sea como fuera, las empresas encuentran más complejo realizar negocios en Argentina, con una economía que presenta distorsiones, regulaciones intrincadas, instituciones poco confiables, impuestos altos y conductas impredecibles de los hacedores de política, que en Chile, México y Perú, que presentan condiciones más estables, además de la desconfianza de los mercados en el cumplimiento de las obligaciones contraídas por el país. Esto se ve reflejado, por ejemplo, en el hecho de que los contratos de las subastas de energías renovables de México y Perú se encuentran nominados en moneda local.

En este sentido, se puede pensar que los hacedores de política argentina tuvieron en cuenta esta situación, de ahí la creación del FODER. Sin embargo, aún con este instrumento los precios ofertados en Chile, México y Perú son inferiores a los de Renovar, por lo que los inversores consideraron que incluso con el FODER y el respaldo del Banco Mundial el riesgo de invertir en Argentina es mayor que el de invertir en otros países de Latinoamérica.

Si bien es verdad que a lo largo de las sucesivas licitaciones de Renovar ha habido una disminución en la cantidad de proyectos que solicitaron la garantía del Banco Mundial, lo que puede interpretarse como un aumento en la confianza de los inversores hacia la Argentina, el hecho que la distancia entre los precios obtenidos por Chile y México en 2017 y Renovar 2 se haya ampliado frente a la diferencia que existía entre los precios logrados por estos países en 2016 y Renovar 1, muestra que aún los inversores confían más en estos países que en Argentina.

A pesar de que las autoridades de Argentina tomaron en cuenta las experiencias realizadas en Europa y Brasil, no se puede dejar de soslayar el hecho de que las licitaciones de Chile, Perú y México estuvieron mejor estructuradas. Estos países tuvieron en consideración aspectos no tomados en cuenta en Renovar: no discriminaron por tecnología (salvo Perú) y tuvieron un cronograma claro y preciso. La no discriminación por tecnología permitió que todas fuentes de generación renovable compitan entre ellas, principal virtud de las subastas, garantizando los menores precios, mientras que un cronograma claro y preciso otorga previsibilidad a los inversores, reduciendo el riesgo.

Conclusiones

La matriz energética de la Argentina sufrió un progresivo deterioro desde comienzos de siglo, partiendo de una situación de seguridad del abastecimiento, e incluso de autosuficiencia, a una posición de vulnerabilidad y dependencia. Si nos enfocamos en la matriz eléctrica, la intervención estatal desde el 2002 bajo la Ley de Emergencia Económica, con tarifas por debajo de los costos de generación, llevó al sistema al borde del colapso con frecuentes problemas en el servicio. Incluso las inversiones directas del Estado en proyectos de generación, térmicos en su mayoría, resultaron insuficientes para enfrentar una creciente demanda de electricidad producto de tarifas prácticamente congeladas.

Por otro lado, durante este período a nivel internacional ha surgido una mayor voluntad de los países en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyo punto máximo fue el Acuerdo de París, firmado por Argentina. De esta manera, las energías renovables parecieron ser la solución perfecta para superar la crisis energética del país dentro de un contexto de mayor conciencia medioambiental.

Si bien en términos regulatorios la Argentina cuenta con leyes y programas de fomento de energías renovables desde hace más de dos décadas, Ley 25019 de 1998 que crea un esquema FITP, Ley 26190 de 2006 que establece un esquema RPS y el Genren en el 2009, estos no fueron más que intentos aislados y poco productivos. No es hasta 2015 que se empieza a construir una estructura legal más amplia y abarcadora para sentar las bases de un esquema más profundo de inclusión de las energías renovables a la matriz eléctrica de Argentina, con la modificación de la Ley 26190 a través de la Ley 27191 en 2015, la Ley 27424 de generación distribuida en 2017 y los sucesivos decretos y resoluciones que contribuyen a este marco normativo. En este contexto surge Renovar, un conjunto de subasta discriminatoria a sobre cerrado y al menor precio.

De acuerdo al análisis realizado sobre las subastas en base a bibliografía especializada y experiencias internacionales, estas presentan problemas recurrentes en la ejecución de proyectos producto de inconvenientes burocráticos (permisos o licencias), de infraestructura (conexión a la red) o financieros (ofertas con precios demasiado bajos que comprometen la viabilidad económica del proyecto), aunque son muy eficientes en la obtención del menor precio posible debido a que reducen notablemente la asimetría de la información existente entre los generadores y los encargados de realizar la política energética.

Como fuera expuesto, estas fortalezas y debilidades de las subastas parecieran haber sido consideradas por los hacedores de política, intentando fomentar las primeras y mitigar las segundas. Para ello, en Renovar se les exigió a los oferentes documentación que demuestre que hayan realizado los trámites para poder operar y permiso de acceso a la red, evitando demoras burocráticas; se establecieron multas por retrasos en el abastecimiento, con el fin de desincentivar ofertas con precios al límite de la viabilidad económica del proyecto y actitudes oportunistas que lleven a la no ejecución o sub-ejecución de proyectos; se creó el FODER, un fondo para financiar proyectos de energía renovable mediante el otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y la adquisición de instrumentos financieros, que junto a la garantía del Banco Mundial disminuyen los riesgos financieros; se establecieron contratos

prolongados, factores de incentivo y beneficios fiscales para mejorar el flujo de fondos de los proyectos; y se pusieron precios máximos de adjudicación. Todos estos factores hablan de una subasta estudiada, bien estructurada y con bases sólidas.

Sin embargo, Renovar también cuenta con algunas características contrarias a las prácticas ideales a la hora de realizar un subasta, como la discriminación por tecnología y geografía que reduce la efectividad de este mecanismo en alcanzar los menores precios posibles, principal virtud de las subastas, al no dejar que todas las fuentes de generación compitan entre ellas; la ausencia de un cronograma claro y preciso de cuando se realizaran las subastas, fomentando la imprevisibilidad y con ello el riesgo para los inversores que no pueden diagramar sus inversiones; y debilidades en el esquema de financiamiento y garantías a través del FODER y del Banco Mundial, que no se encuentran en condiciones de asegurar el pago a los inversores por el total de su capital invertido.

Un párrafo aparte merece el riesgo cambiario, ya que si bien los precios pactados se encuentran expresados en dólares estadounidenses el oferente factura en pesos, con los riesgos que ello implica. En caso de un esquema de control de cambios, algo corriente en Argentina, los inversores estarán limitados en sus compras en moneda extranjera y giro de utilidades al exterior. Por otro lado, Argentina cuenta con malos antecedentes en el cumplimiento de los contratos de energía eléctrica en dólares estadounidenses, congelando y pesificando tarifas en el 2002 bajo la Ley de Emergencia Económica por más de diez años.

En este sentido, el contrato con CAMMESA presenta una cláusula de revisión de las condiciones ante situaciones económicas o legales extraordinarias e imprevistas, mientras que el Decreto 882/2016 establece el derecho de compra por parte del Estado Nacional de los activos físicos del generador ante la imposibilidad de adquirir dólares estadounidenses o de convertir pesos a dólares estadounidenses en la República Argentina. No obstante, en el primer caso la experiencia del país en el cumplimiento de lo pactado no es muy alentadora para los inversores, mientras que en el segundo la adquisición es únicamente por el valor contable de los activos, no considera ni los riesgos asumidos por el generador durante la construcción ni los beneficios económicos del proyecto, por lo que no refleja el verdadero valor de la central.

El riesgo cambiario en Argentina es un elemento significativo, que si bien trasciende a quienes formularon Renovar no debe dejar de considerarse, ya que cualquier inconveniente puede hacer tambalear no solo las rondas ya realizadas de Renovar, sino a toda la política energética renovable a futuro. El derecho de compra de las centrales ante problemas cambiarios es un arma de doble filo, ya que si bien garantiza a los inversores una salida frente a un problema corriente de la Argentina puede comprometer seriamente todo lo que se ha avanzado en estos años, por lo que es crucial el rol de la política monetaria futura.

Más allá de esto, el análisis de los resultados de Renovar muestra que fue un éxito en materia de participación, potencia adjudicada y precios, con una asignación de potencia mayor al doble del objetivo y precios considerablemente menores a los pagados por el Estado previo a la implementación de Renovar y a los esperados por las autoridades para la licitación, basta ver la diferencia entre los precios máximos de adjudicación y el precio promedio obtenido para cada tecnología, que además se fueron reduciendo de una ronda a otra.

Sin embargo, esto también lleva a preguntarse qué escenario esperaban las autoridades, ya que fueron en extremo conservadoras o sus expectativas fueron superadas ampliamente, lo que refleja que algunas cuestiones podrían haber sido repensadas, como un cronograma de subastas, menores incentivos fiscales, mayor exigencia de componente nacional o el FODER. Un cronograma hubiera permitido a los agentes una optimización intertemporal de las inversiones, reduciendo la cantidad de ofertas pero asegurando generadores con el *know how* y las condiciones financieras necesarias para llevar adelante proyectos con probabilidad alta de entrar en operación y así evitar especuladores y retrasos. Menores beneficios fiscales y factores de incentivo, que en el fondo son un costo no tarifario para los usuarios, o mayor exigencia de componentes nacionales, haciendo una política integral de energías renovables, hubieran tenido poco impacto en los precios pagados por Renovar debido a que la gran cantidad de ofertas hubiera licuado este efecto. Por su parte, debido a la gran cantidad de ofertas aceptadas por fuera de lo planificado, el patrimonio FODER resulta insuficiente para asegurar el pago a los inversores por su capital invertido, por lo que si desde un principio se hubiera contado con un escenario más realista seguramente la capitalización del FODER hubiera sido mayor. Estos factores hubieran contribuido a mejorar los resultados de Renovar, ya sea desde el punto de vista de la disminución de retrasos, de la política fiscal, del fomento a la industria nacional o del precio.

Puesto en contexto, los precios de Renovar fueron superiores a los obtenidos por otros países de Latinoamérica para subastas similares, explicado principalmente por el adverso clima de negocios de la Argentina y su riesgo país. De acuerdo a instituciones especializadas, Argentina es un país complejo para realizar negocios, con regulaciones complejas, instituciones endeble, impuestos elevados y conductas poco predecibles de los hacedores de política, además de recurrentes incumplimientos en las obligaciones contraídas por el país. Por su parte, del cálculo del retorno esperado por los agentes a la hora de realizar inversiones en Argentina frente a otros países de Latinoamérica, se desprende que los inversores exigen un mayor retorno en nuestro país que en Chile, México y Perú primordialmente por las diferencias que existen entre el riesgo país del primero en relación al de los otros. Ni siquiera en FODER pudo mitigar el riesgo de la Argentina lo suficiente como para permitir que los precios de Renovar se acerquen a los del subcontinente.

Por otro lado, las subastas de Latinoamérica analizadas estuvieron mejor estructuradas que Renovar, ya que consideraron factores fundamentales no observados, o no resueltos, en Renovar: no discriminaron por tecnología, salvo Perú, y tuvieron un cronograma claro y preciso. Estos elementos deberían ser reconsiderados a futuro, ya que pueden contribuir a una reducción de los precios en eventuales subastas.

De esta manera, los resultados Renovar fueron muy buenos en relación a los precios históricos de las energías renovables en el país y a las expectativas originales, pero aún se encuentran alejados del resto de los países de Latinoamérica. Resulta fundamental avanzar sobre aquellos aspectos que generan un contexto interno inestable para mejorar el clima de negocios de la Argentina y mitigar los riesgos de invertir en el país, así como rever algunas cuestiones de la estructura de Renovar. Si otros países de Latinoamérica pudieron lograrlo no se entiende que Argentina no haya podido aún.

Finalmente, y a pesar de los esfuerzos de los hacedores de política, se han presentado inconvenientes y retrasos en la construcción de los proyectos adjudicados en las sucesivas rondas de Renovar, llevando al incumplimiento de los objetivos de las Leyes 26190 y 27191 en cuanto a los porcentajes de consumo eléctrico de fuentes renovables. Sin embargo, no debe interpretarse esto como un fracaso sino que debemos enfocarnos en los avances realizados hasta el momento, donde gracias a Renovar la energía renovable ha presentado un crecimiento considerable en los últimos años.

Bibliografía

- Abolhosseini, S. y Heshmati, A. (2014). The Main Support Mechanisms to Finance Renewable Energy Development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 876-885.
- ACERA (2016a). Resultados del proceso de Licitación 2015/01. ACERA. Santiago, Chile.
- ACERA (2016b). Análisis comparativo de condiciones y características de las Licitaciones de Energía en Perú, México y Chile. ACERA. Santiago, Chile.
- ACERA (2017). Resultados del proceso de Licitación 2017/01. ACERA. Santiago, Chile.
- AGN (2014). *Informe de Auditoría Energía Argentina S.A. ENARSA Generación de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables Genren – Gestión* (Actuación N° 218/2014 – AGN).
- Azuela, G. E., Barroso, L. et al. (2014). Performance of Renewable Energy Auctions: Experience in Brazil, China and India. *World Bank Group*, Policy Research Working Paper 7062.
- Banco Mundial (2017). *Doing Business 2017 – Regional Profile: Latin America and Caribbean (LAC)*. Washington DC, Estados Unidos.
- Banco Mundial. *Doing Business*. Disponible en: <https://www.doingbusiness.org/en/custom-query>
- Barbará, J. E (2003). República Argentina: Ruptura de contratos sociales y la cuestión de Entes Reguladores independientes. *Segundo Congreso Argentino de Administración Pública. Sociedad, Estado y Administración*. Asociación Argentina de Estudios de Administración Pública (AAEAP) Argentina, Córdoba.
- Batlle, C. & Barroso, L. (2011). Review of support schemes for renewable energy sources in South America. *MIT-CEEPR*, Working Paper 11-001.
- Batlle, C., Pérez-Arriaga I. J. & Zambrano-Barragán P. (2011). Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing. *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research (MIT-CEEPR)*, Working Paper 2011-011.
- CAMMESA (2007-2018). *Informe Anual* (varios números). Buenos Aires, Argentina.
- CAMMESA. *Datos Síntesis Mensual*. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CNE (2016). *Anuario estadístico de energía 2005-2015*. Santiago, Chile.
- CNEA (2018). *Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina*. (año XVIII n° 215). Buenos Aires, Argentina.
- CNEA (2019). *Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina*. (año XIX n° 221). Buenos Aires, Argentina.
- CNV (2007). *Fideicomiso Financiero: Educación Mercado de Capitales*. Buenos Aires, Argentina.
- Couture, T. y Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955-965.
- García, D. y Pinzón, J. (2017). Mexico's long term power auction results: Pricing, location and technologies.

- Cunha, G., Barroso, L. & Bezerra, B. (2014). Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market. *Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE)*.
- Damodaran, A. (2004). *Applied Corporate Finance*, segunda edición.
- Damodaran, A. (2016). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2016 Edition*. *New York University - Stern School of Business*.
- Damodaran, A. (2017). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition*. *New York University - Stern School of Business*.
- Damodaran, A. *Damodaran online*. Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- del Rio, P & Linares, P. (2012). Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Instituto de Investigación Tecnológica (IIT)*, Working Paper -12-038.
- Energy Community (2018). *Policy Guidelines by the Energy Community Secretariat on the Grid Integration of Prosumers*. Energy Community, Viena, Austria.
- González Szeinman, P. y Castelao Caruana, M.E. (2017). Las energías renovables en la Argentina: Un nuevo panorama. *Centro de Estudio de la Regulación Económica de los Servicios Públicos, Universidad de Belgrano*. Año 3 (7), agosto de 2017.
- Gorodisch, M (12 de septiembre de 2016). Argentina ya pesa más que Chile Perú y Colombia en la cartera de JPMorgan. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/finanzasmercados/Argentina-ya-pesa-mas-que-Chile-Peruy-Colombia-en-la-cartera-de-JPMorgan-20160912-0035.html>
- Gubinelli, G (21 de julio de 2016). Riesgo Cammesa: expertos en derecho energético advierten que las garantías del Foder y Banco Mundial son insuficientes para inversores. *Energía Estratégica*. Recuperado de <http://www.energiaestrategica.com/riesgo-cammesa-expertos-en-derecho-energetico-advierten-que-las-garantias-del-foder-y-banco-mundial-son-insuficientes-para-inversores/>
- Gubinelli, G (3 de octubre de 2016). Biomasa y biogás: las tecnologías rezagadas de esta primera licitación del Programa RenovAr. *Energía Estratégica*. Recuperado de <http://www.energiaestrategica.com/biomasa-biogas-las-tecnologias-rezagadas-esta-primera-licitacion-del-programa-renovar/>
- Gubinelli, G (18 de agosto de 2017). Disconformidad en el sector de las bioenergías con licitación de renovables. *Energía Estratégica*. Recuperado de <http://www.energiaestrategica.com/disconformidad-sector-las-bioenergias-la-nueva-licitacion-renovables/>
- IRENA (2017). *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- IRENA (2019). *Innovation landscape brief: Net billing schemes*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- Jacobs, D (2009). Framework Conditions and International Best Practices for Renewable Energy Support Mechanisms. *Organization for Security and Co-operation in Europe (OSCE)*.

OLADE. *siELAC*. Disponible en: <http://sielac.olade.org/>

KPMG México (2017). Subastas a largo plazo: promotoras de energía limpia. Disponible en: <https://home.kpmg.com/mx/es/home/tendencias/2017/12/subastas-a-largo-plazo-promotoras-de-energia-limpia.html> [acceso 18 de agosto de 2018].

KPMG Argentina (2016). *“Tarifas eléctrica: Congelamiento, subsidios e impacto del ajuste”*. Buenos Aires, Argentina.

Lucas, H., Ferroukhi R. & Hawila, D. (2013). Renewable Energy Auctions in Developing Countries. *IRENA*.

Maurer, L. T. A. & Barroso, L. (2011). Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. *The World Bank*.

MECON (2009). *El mercado Eléctrico Argentino* (Nota técnica N° 22).

Ministerio de Energía y Minas (2015). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014*. Lima, Perú.

MINEM (2016). *Renewable Energy Argentina*. Argentina.

Mitchell, C. y Connor, P. (2004). "Renewable energy policy in the UK 1990-2003." *Energy Policy*, 32, 1935–1947. Disponible en:

https://www.academia.edu/689339/Renewable_energy_policy_in_the_UK_1990-2003

Molina, J., Scharen-Guivel, N., y Hyman, E. (2018, 8 de junio). Analysis of Renewable Energy Auctions in El Salvador, Mexico, and Peru. *Asia Clean Energy Forum, USAID*

Newbery, C (23 de septiembre de 2018). Argentina development prospects lifted by force of wind and sun. The Financial Times Recuperado de <https://www.ft.com/content/5f951ef4-9569-11e8-95f8-8640db9060a7>

Ocampo, T y Ayestara, M (2016). Solar Argentina becoming world's hottest market. Obtenido de <https://es.slideshare.net/TomasOcampo1/why-solar-energy-is-about-to-boom-in-argentina>

OSINERGMIN (2016a). *Otorgan buena pro a 13 proyectos de energía renovable*. Lima, Perú.

OSINERGMIN (2016b). *Reporte de Análisis Económico Sectorial Sector Electricidad*. Lima, Perú.

OSINERGMIN (2016c). *Acta Notarial de Adjudicación Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)*. Lima, Perú.

PricewaterhouseCoopers México (2016). *1ª Subasta de Largo Plazo: Reflexión sobre el proceso y resultados de cara a la próxima subasta*. Distrito Federal, México.

Ragwitz, M.; Held, A.; Resch, G.; Faber T., Haas, R.; Huber, C., Coenraads R., Voogt, M.; Reece, G.; Morthorst, P. E., Jensen, S. G., Konstantinaviciute, I., Heyder B. (2007). Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. *OPTRES*.

Secretaría de Energía de México (2015). *Informe sobre la participación de las energías renovables en la generación de electricidad en México, al 31 de diciembre de 2014*. Distrito Federal, México.

SGE. *Balances Energéticos Nacionales*. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

SGE. *Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2*. Disponible en: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Steinhilber, S. (2016). Auctions for Renewable Energy Support in Ireland: Instruments and Lessons Learnt. *Auctions for Renewable Energy Support (AURES)*, Report D4.1-IE.

The Economist Intelligence Unit (2019, 15 de mayo). Argentina Rankings overview. Recuperado el 17 de agosto de 2019. Disponible en:

<http://country.eiu.com/article.aspx?articleid=1528038136&Country=Argentina&topic=Business&subtopic=Business+environment&subsubtopic=Rankings+overview>

The Economist. *Intelligence Unit*. Disponible en: <http://country.eiu.com/All>

Transparencia Mexicana (2016). Informe que presenta a Transparencia Mexicana, A.C. como Testigo Social en el procedimiento de Subasta de Largo Plazo, número SLP-1/2016, convocada por el Centro Nacional de Control de Energía.

Ruokonen, J., Sinnemaa, A-M., Lumijärvi, A. y Nyttun-Christie, I. (2010). Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system. *GreenStream*.

USDC (2016). *2016 Top Markets Report Renewable Energy*.

IEA (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington DC, Estados Unidos de América.

Yaneva, M., Tisheva, P. y Tsanova, T. (2018). 2018 Argentina Renewable Energy Report. *AIREC*.

Vedamani, H. (2018). Business Environment – Conceptual Framework and Policies. *International Educational Scientific Research Journal*.

Fuentes Normativas

Argentina

- Ley 25.019
- Ley 26.190
- Ley 27.191
- Ley 27.424
- Decreto Reglamentario 531/2016
- Decreto Reglamentario 882/2016
- Decreto Reglamentario 471/2017
- Resolución 71 Ministerio de Energía y Minería - E/2016
- Resolución 136 Ministerio de Energía y Minería - E/2016
- Resolución 213 Ministerio de Energía y Minería - E/2016
- Resolución 252 Ministerio de Energía y Minería - E/2016

- Resolución 275 Ministerio de Energía y Minería - E/2017
- Resolución 473 Ministerio de Energía y Minería - E/2017
- Resolución 52 Secretará de Gobierno de Energía – E/2019
- Resolución Conjunta 123/2016 y 313/2016
- Pliego de Bases y Condiciones Renovar 1.0
- Pliego de Bases y Condiciones Renovar 1.5
- Pliego de Bases y Condiciones Renovar 2.0
- Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA

Chile

- Resolución Exenta N°268 de 2015
- Resolución Exenta N°311 de 2015
- Resolución Exenta N°305 de 2017

México

- Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética
- Ley general de cambio climático
- Ley de transición energética
- Bases de Licitación SLP No. 1/2015
- Bases de Licitación SLP No. 1/2016
- Bases de Licitación SLP No. 1/2017

Perú

- Decreto Legislativo N° 1002
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM
- Bases Consolidadas para la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

Anexo I: Pliegos de Renovar

Para poder participar en cualquier de las licitaciones de Renovar el oferente deberá cumplir tanto con requerimientos legales y burocráticos (Sobre "A" - Antecedentes del Oferente y del Proyecto) y económico-financieros (Sobre "B" - Propuesta Económica del Proyecto).

Sobre "A" - Antecedentes del Oferente y del Proyecto:

- a) Requisitos legales del proyecto y del/los oferente/s;
- b) Propuesta técnica que identifique el alcance y características generales del proyecto, desde la concepción del mismo hasta la futura operación comercial de la central de generación, así como información ambiental, técnica y legal;
- c) Documentación que acredite la disponibilidad del inmueble durante toda la vida del contrato de abastecimiento;
- d) Habilitación del inmueble para la actividad que se desea realizar;
- e) Acreditamiento de inscripción, o inicio del trámite, como agente del MEM;
- f) Presentar los resultados del Procedimiento Técnico N°1 de CAMMESA;
- g) Habilitación ambiental;
- h) Prospectiva del recurso y cálculo de producción estimada para los primeros 20 años de vida de la central. Para proyectos eólicos se exige un año de medición a niveles P50, P90 y P99; y
- i) Estudios u documentación que acrediten el rendimiento de las máquinas y equipos comprometidos en la oferta.

Sobre "B" - Propuesta Económica del Proyecto Tecnología:

- a) Oferente y porcentaje de participación accionaria, así como el socio financiero, nombre del proyecto y punto de interconexión;
- b) Precio ofertado;
- c) Potencia ofertada;
- d) Potencia Mínima de Adjudicación Parcial;
- e) Energía Comprometida, no menor al P90;

f) Energía Comprometida Mínima, no menor al P99;

g) Monto de la garantía del banco mundial, de ser solicitada, así como el plazo.

De igual forma, el oferente deberá incluir la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, así como su cuantificación. Cabe mencionar que existen montos máximos por encima de los cuales no se aprobarán los mencionados beneficios, que varían de acuerdo a la licitación. En la siguiente tabla se exponen los beneficios fiscales por tecnología y por licitación.

Tabla 26: Beneficios Fiscales por Tecnología según Licitación

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (US\$/MW)		Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (US\$/MW)	
	Renovar 1 y 1.5 ²¹	Renovar 2 y 2.5 ²²	Renovar 1 y 1.5 ²¹	Renovar 2 y 2.5 ²²
Eólica	1.600.000	1.400.000	960.000	700.000
Solar	1.300.000	850.000	720.000	425.000
Biomasa	2.500.000	3.000.000	1.250.000	1.500.000
Biogás	5.000.000	5.500.000	2.500.000	2.750.000
Biogás R.S.	-	2.500.000	-	1.250.000
PAH	3.000.000	3.000.000	1.500.000	1.500.000

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar y Resolución 473/2017 del MINEM.

Por otro lado, los oferentes deberán ofertar un precio (“precio ofertado”) con hasta dos decimales. En caso de adjudicación de la oferta, el precio ofertado será transcrito al contrato de abastecimiento y pasará a denominarse “precio adjudicado” ($P_{Adjudicado}$). Finalmente, el “precio anual” (P_{Anual}) será el producto del precio adjudicado y un factor de ajuste anual (FAA):

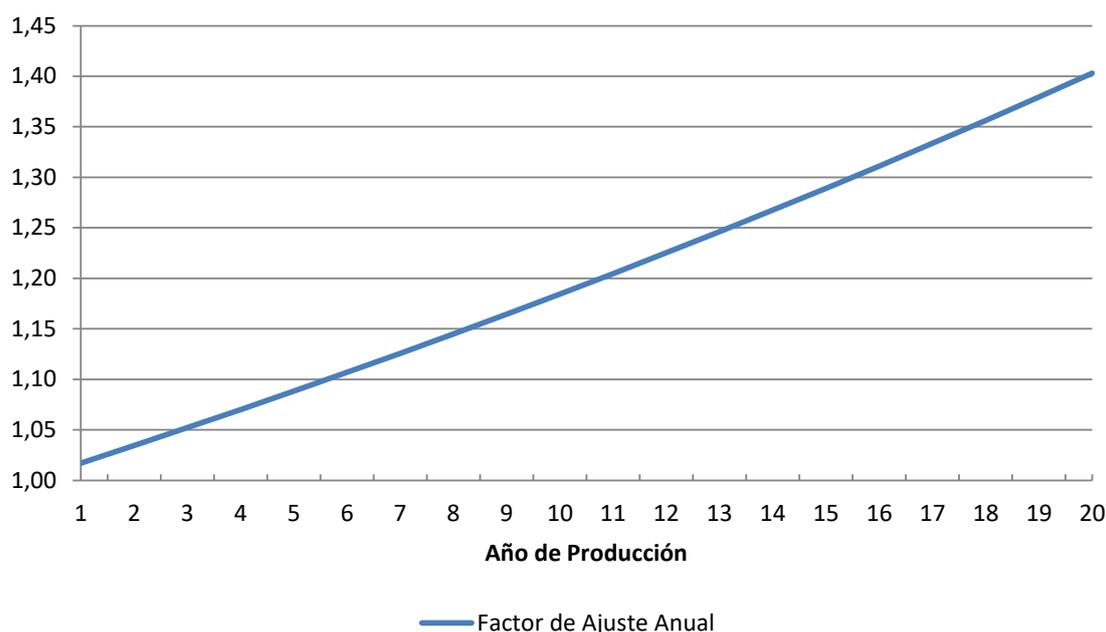
$$P_{Anual} = P_{Adjudicado} \times FAA$$

Este factor de ajuste anual pondera de acuerdo al año de producción, aumentando a medida que transcurre el tiempo como se observa en el Gráfico 17. De esta manera, mientras más tiempo esté en producción una central mayor será su remuneración.

²¹ En el caso de Renovar 1.5 los montos únicamente aplican para el caso de las tecnologías eólica y solar debido a que no se abrió la licitación para las demás fuentes de energía.

²² En el caso de Renovar 2.5 los montos únicamente aplican para el caso de las tecnologías eólica, solar, biomasa y biogás debido a que no se abrió la licitación para las demás fuentes de energía.

Gráfico 17: Valores del Factor de Ajuste Anual por Año de Producción en Renovar



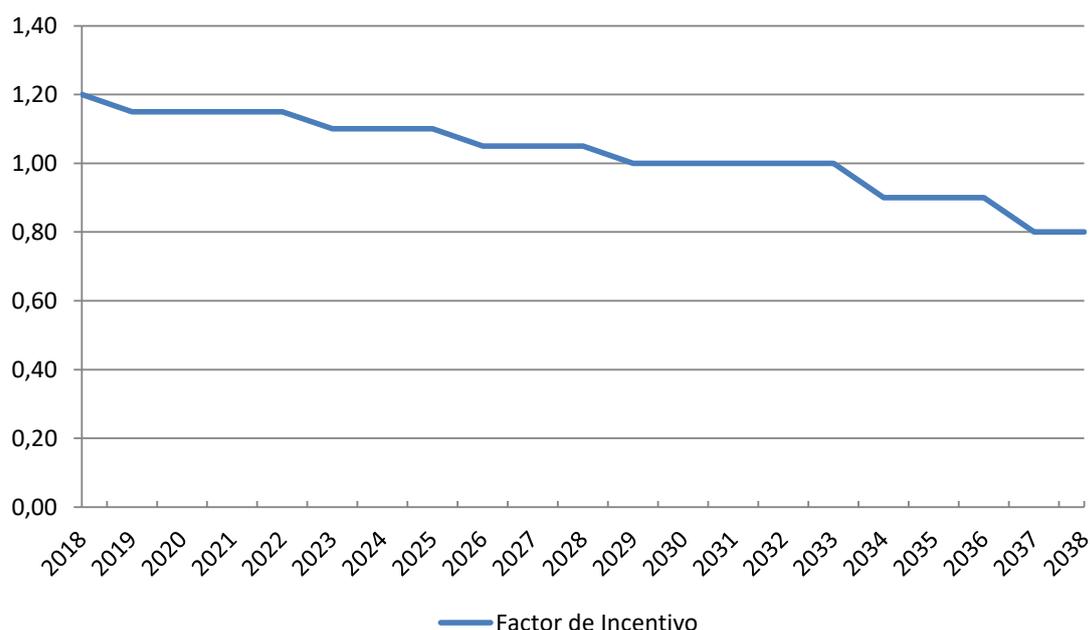
Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar.

Por último, el precio anual es multiplicado por un factor de incentivo (*FI*) correspondiente al mes y año que se encuentre comprendido:

$$P = P_{anual} \times FI$$

Este factor de incentivo tiene por objetivo 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. De esta manera, se fomenta el ingreso de proyectos en el corto plazo, recompensándolos con un precio mayor, así como de desincentivar proyectos de muy largo plazo, con factores de incentivo menores a la unidad. En el Gráfico 18 se muestran los valores del factor de incentivo por año.

Gráfico 18: Valores del Factor de Incentivo por Año en Renovar



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Pliego de Bases y Condiciones Renovar.

Asimismo, a diferencia de Renovar 1 y 1.5, en Renovar 2 y 2.5 se estableció un factor de incentivo por escala para las tecnologías biomasa y biogás en base a la potencia adjudicada. En el primer caso, este incentivo es de 40 US\$/MWh para proyectos con una potencia de 0,5 MW y de 40 US\$/MWh multiplicados por un factor de potencia adjudicada de $\frac{15-P}{14,5}$, donde P es la potencia adjudicada de la central de generación, para proyectos de entre 0,5 MW y 15 MW. En el caso de biogás, exceptuando proyectos de biogás de relleno sanitario, si la potencia es igual a 0,5 MW recibirán un factor de incentivo de 30 US\$/MWh, mientras que para los proyectos de entre 0,5 MW y 1,5 MW el incentivo es de 30 US\$/MWh multiplicados por un factor de potencia adjudicada de $1,5 - P$, donde P es la potencia adjudicada de la central de generación.

Finalmente, en lo que respecta al proceso de selección y adjudicación de ofertas, se calcula el “precio ofertado ajustado”, definido como el precio ofertado multiplicado por el factor de pérdida correspondiente al proyecto menos 0,15 US\$/MWh por cada treinta días corridos de diferencia entre el plazo de ejecución ofertado y el plazo de ejecución máximo, en el caso de Renovar 1 y 1.5, y 0,005 US\$/MWh por cada día en que se adelante el plazo de ejecución ofertado con respecto al plazo de ejecución máximo, para Renovar 2. Luego se ordenan las ofertas en forma decreciente.

Anexo II: Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA

A continuación se destacan algunas definiciones e interpretaciones del contrato:

- Energía contratada ($E_{Contratada}$): energía eléctrica generada por la potencia contratada durante el período de abastecimiento. De esta manera, se puede entender a la energía contratada como la energía eléctrica generada por la central.
- Potencia contratada: de acuerdo a las definiciones del pliego de Renovar, significa la cantidad de megavatios de la central de generación según se defina en la comunicación de adjudicación y se refleje en el contrato de abastecimiento, es decir, la potencia de la central.
- Energía abastecida ($E_{Abastecida}$): energía contratada efectivamente generada por la central de generación e inyectada en el punto de entrega.

$$E_{Abastecida} = E_{Contratada} - E_{No\ Generada}$$

Cabe mencionar que si el vendedor no puede cumplir con la obligación de abastecer la totalidad o una porción de la energía contratada como consecuencia de la ocurrencia de un evento de caso fortuito o fuerza mayor, la obligación del comprador de comprar la energía contratada y pagar por la energía abastecida se suspenderá con respecto a aquella porción de energía contratada que hubiera sido generada por la potencia contratada afectada por el evento de caso fortuito o fuerza mayor hasta tanto se produzca el cese de tal hecho. Asimismo, el período de abastecimiento se extenderá por un plazo equivalente al número de días de duración de tal evento de caso fortuito o fuerza mayor exclusivamente con respecto a la energía contratada que hubiera sido generada por la potencia contratada afectada por tal hecho.

- Energía acreditada ($E_{Acreditada}$): energía contratada que la central de generación hubiera generado e inyectado en el punto de entrega durante tal período de no haber sido impedido por causas ajenas al vendedor ($E_{\bar{v}}$).

$$E_{Acreditada} = E_{\bar{v}}$$

De esta manera se puede entender a la energía no generada como el producto de dos elementos, la energía no generada por culpa del vendedor (E_v) y la energía no generada como consecuencia de causas ajena al productor ($E_{\bar{v}}$).

$$E_{No\ Generada} = E_v + E_{\bar{v}}$$

- Energía abastecida ajustada ($E_{AbastecidaAj}$): suma de la energía abastecida y la energía acreditada.

$$E_{AbastecidaAj} = E_{Abastecida} + E_{Acreditada}$$

$$E_{AbastecidaAj} = E_{Abastecida} + E_{\bar{v}}$$

Por lo tanto, la energía abastecida ajustada es la suma de la energía contratada efectivamente generada y la energía contratada no generada por causas ajenas al vendedor. Visto de otra forma:

$$E_{AbastecidaAj} = E_{Abastecida} + E_{Acreditada}$$

$$E_{Abastecida_{Aj}} = (E_{Contratada} - E_{No\ Generada}) + E_{\bar{V}}$$

$$E_{Abastecida_{Aj}} = E_{Contratada} - (E_V + E_{\bar{V}}) + E_{\bar{V}}$$

$$E_{Abastecida_{Aj}} = E_{Contratada} - E_V$$

De esta manera, la energía abastecida ajustada no es otra cosa que la energía contratada menos la energía no generada por responsabilidad del vendedor.

Asimismo, el contrato también expone los conceptos de "energía comprometida" y "energía comprometida mínima", remitiéndose a la cantidad de energía eléctrica consignada en el Anexo A del documento. Sin embargo, el pliego de Renovar aporta una definición conceptual de ambos términos:

- Energía comprometida ($E_{Comprometida}$): energía eléctrica que el oferente se compromete a suministrar por año de producción durante el plazo de vigencia del contrato. Para el caso de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, no debe ser menor al nivel de generación con un noventa por ciento (90%) de probabilidad de excedencia (P90) del proyecto.
- Energía comprometida mínima ($E_{Comprometida_{Mínima}}$): energía eléctrica que el oferente se compromete a suministrar como mínimo por año de producción durante el plazo de vigencia del contrato de abastecimiento, que no debe ser menor al nivel de generación con un noventa y nueve por ciento (99%) de probabilidad de excedencia (P99) del proyecto.
- Deficiencia de abastecimiento menor (DA_{Menor}): situación que, durante cualquier año de producción, la energía abastecida ajustada es menor a la energía comprometida pero mayor a la energía comprometida mínima.

$$E_{Comprometida} > E_{Abastecida_{Aj}} > E_{Comprometida_{Mínima}}$$

- Deficiencia de abastecimiento mayor (DA_{Mayor}): caso que, durante cualquier año de producción, la energía abastecida ajustada es menor a la energía comprometida mínima.

$$E_{Comprometida_{Mínima}} > E_{Abastecida_{Aj}}$$

El contrato establece la posibilidad de ampliación de la central de generación siempre y cuando el vendedor se vea afectado por una deficiencia de abastecimiento menor durante tres años de producción consecutivos o una deficiencia de abastecimiento mayor durante dos años de producción consecutivos. Sin embargo, esta instalación de potencia adicional debe ser la estrictamente necesaria para cumplir con la obligación del vendedor de entregar un volumen de energía abastecida ajustada igual o mayor a la energía comprometida en cada año de producción. Además, la energía adicional generada que no se considere energía abastecida podrá comercializarse en el mercado spot o venderse a terceros.

En caso de una deficiencia de abastecimiento menor o mayor, el vendedor podrá abastecer la energía contratada necesaria para cubrir tal deficiencia durante el siguiente año de producción, siempre y cuando la suma de la energía abastecida ajustada durante el año de

recupero sea igual a la energía comprometida para el año de recupero más tal deficiencia de abastecimiento menor. En caso contrario aplicaría una multa por deficiencia de abastecimiento. De esta manera:

$$E_{Abastecida_{Aj_n}} = E_{Comprometida_n} + DA_{n-1}$$

• Evento de caso fortuito o fuerza mayor: tiene el significado que se le asigna en el Artículo 1730 del Código Civil y Comercial de la República Argentina, en el entendido que ninguno de los siguientes eventos constituirán un "evento de caso fortuito o fuerza mayor":

- a) Cualquier condición que afecte la disponibilidad o la calidad del recurso renovable, incluyendo la instalación de cualquier central de generación o de cualquier otro tipo de infraestructura en predios colindantes o cercanos al sitio y la construcción de cualquier central de generación o represa aguas arriba del sitio;
- b) Las condiciones climáticas que afecten al sitio o a la central de generación exceptuando a terremotos, huracanes, tornados, incendios forestales e inundaciones;
- c) La estabilidad o la capacidad de absorción del SADI; o
- d) Cualquier huelga o evento similar que afecte al vendedor o a sus contratistas pero no a los generadores de energía eléctrica en la República Argentina en general o a sus contratistas.

Por otro lado, el contrato puede ser rescindido de común acuerdo entre las partes en cualquier momento, así como unilateralmente por cualquier de las partes bajo determinadas circunstancias. A continuación se enumeran las más destacadas:

Causales de Rescisión por el Comprador

- a) No habilitación comercial en la fecha pautada;
- b) Falta de cumplimiento o renovación de garantías (US\$ 250.000 por megavatio de potencia contratado);
- c) Cambio de socio estratégico sin el previo consentimiento del comprador;
- d) Falta de cumplimiento del vendedor, luego de ser sancionado administrativamente por la autoridad de gobierno competente en tres oportunidades;
- e) Cesión o enajenación parcial o total de los derechos u obligaciones del vendedor bajo el presente Contrato sin el previo consentimiento por escrito del comprador;
- f) La fusión, escisión o transformación del Vendedor sin haber actuado de conformidad con lo indicado;

- g) Incumplimiento del vendedor de cualquier laudo arbitral (.)

Causales de Rescisión por el Vendedor

- a) Falta de pago de cuatro liquidaciones de venta consecutivas o seis durante cualquier período de doce meses;
- b) Incumplimiento del comprador de cualquier laudo arbitral.

Anexo III: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables

El patrimonio del FODER se compone por los siguientes instrumentos:

- a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional, asignados por el Estado Nacional, que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación, existente y en servicios, a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo.
- b) Cargos específicos que se establezcan a la demanda de energía, con excepción de los grandes usuarios con contratos directos con generadores o que autogeneren energía eléctrica. Este cargo será calculado y fijado en pesos por megavatio hora (\$/MWh) con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de doce meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA.
- 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 su venta.
- e) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos.
- f) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del fondo.
- g) Contribuciones, subsidios, legados o donaciones.
- h) Recursos obtenidos de las penalidades previstas en caso de incumplimiento de los grandes usuarios en sus obligaciones de consumo de energía renovable según los porcentajes indicados para cada año por la Ley 27191.

Asimismo, para el cumplimiento de sus objetivos, el FODER cuenta con las siguientes atribuciones:

- a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, así como adquirir valores fiduciarios públicos o privados.

- b) Realizar aportes de capital.
- c) Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento.
- d) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por CAMMESA.

Anexo IV: Resultados de Renovar 3

En la siguiente tabla se exponen los resultados de Renovar 3 o MiniRen:

Tabla 27: Resultados de Renovar 3

Tecnología	Potencia Objetivo (MW)	Potencia Adjudicada (MW)	Oferta Presentadas	Ofertas Adjudicadas	Precio Máximo (US\$/MWh)	Precio Promedio (US\$/MWh)
Eólica	175 ²³	128,70	12	10	60,00	58,04
Solar	175 ²³	96,75	18	13	60,00	57,58
Biomasa	25	8,50	4	2	110,00	106,15
PAH	10	7,38	7	6	105,00	103,44
Biogás	10	12,75	12	6	160,00	158,57
Biogás R.S.	5	5,00	2	1	130,00	129,50
Total	400	259,08	55	38	67,63⁹	67,07

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la Disposición 91/2019 de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la SGE.

A diferencia de las rondas anteriores la potencia adjudicada terminó siendo menor al objetivo, únicamente en biogás de asignó más potencia de la buscada, y el precio promedio ponderado fue muy similar al precio de corte ponderado por la potencia objetivo de cada tecnología.

²³ De acuerdo al Pliego de Renovar 3 se buscó cubrir una potencia de 350 MW de eólica y solar en conjunto.

Anexo V: Precios Obtenidos en Argentina y Perú por Materia Prima Biomásica

Si bien no resulta correcto comparar los precios de energía eléctrica generada con distintos tipos de biomasa en diferentes países, principalmente porque cada materia prima posee condiciones particulares que hacen a la estructura de costos del generador y con ello al precio ofertado, su exposición nos ayuda a contextualizar los precios obtenidos en Renovar. Es por ello que en la siguiente tabla se presentan los precios de cada ronda de Renovar para la tecnología biomasa y su comparación con los resultados de la cuarta subasta de Perú, discriminando por materia prima.

Tabla 28: Comparación de Precios en las Subastas de Argentina y Perú por Materia Prima Biomásica

Materia Prima	Argentina			Perú
	Ronda 1 (US\$/MWh)	Ronda 2 (US\$/MWh)	Ronda 2.5 (US\$/MWh)	4ta Subasta (US\$/MWh)
Residuos Agrícolas		107,84	109,70	
Residuos Forestales	110,00	106,32		
Residuos Ganaderos		108,50		
Residuos Sólidos Urbanos				77,00
Precio Promedio Ponderado	110,00	106,73	109,70	77,00

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Proyectos adjudicados del Programa Renovar Rondas 1, 1.5 y 2, SGE y OSINERGMIN, 2016c.

Anexo VI: Retorno Esperado al Licitar Renovar 2

Los supuestos utilizados para el cálculo fueron similares a los usados para el WACC de Renovar 1, adaptados al período analizado:

- Como fecha de la estimación se tomó el vencimiento de la presentación de los sobres con la propuesta económica de la Ronda 2 de Renovar, 19 de octubre de 2017.
- Se consideró que las empresas de energía renovable de los Estados Unidos poseen la estructura óptima de capital y un beta menos volátil y más confiable.
- Se asume que los inversionistas realizaron sus ofertas estimando que el riesgo país futuro de la Argentina sería similar al observado el año anterior, desestimando información previa al gobierno de Mauricio Macri.

Por su parte, la información para el cálculo fue la siguiente:

- Para la estimación de la estructura de capital óptima, beta y prima por riesgo de endeudamiento corporativo se utilizó la información disponible publicada en la base de datos del Profesor Damodaran para el año 2017 bajo la calificación de industria de energías verdes y renovables (Green & Renewable Energy).
- Como tasa libre de riesgo se consideró la tasa de interés de las notas del Tesoro de Estados Unidos a veinte años, tomando el valor promedio de los doce meses anteriores al 19 de octubre de 2017.

- Se utilizó una prima de riesgo de mercado de 5,69%, publicada por el Profesor Damodaran para el año 2017 (Damodaran, 2017).
- Se usó para la prima de riesgo país el Índice EMBI de Argentina, Chile, Perú y México, tomando el valor promedio de los doce meses anteriores a la presentación de ofertas de Renovar 2 de cada uno de los países.

Tabla 29: WACC de Argentina, Chile, Perú y México al Momento de Renovar 2

	Argentina	Chile	México	Perú
Tasa Libre de Riesgo	2,22%	2,22%	2,22%	2,22%
Prima por Riesgo de Mercado	5,69%	5,69%	5,69%	5,69%
Beta Apalancado	1,24	1,31	1,28	1,28
Prima por Riesgo País	4,35%	1,40%	2,67%	1,50%
Costo del Capital Propio	13,62%	11,07%	12,15%	11,00%
Tasa Libre de Riesgo	2,22%	2,22%	2,22%	2,22%
Prima por Riesgo País	4,35%	1,40%	2,67%	1,50%
Prima Endeudamiento Industria	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Costo de la Deuda	8,07%	5,12%	6,39%	5,22%
Tasa Impositiva	35,00%	25,50%	30,00%	29,50%
Costo de la Deuda (des. imp.)	5,25%	3,81%	4,47%	3,68%
Capital Propio/Capital	50,45%	50,45%	50,45%	50,45%
Deuda/Capital	49,55%	49,55%	49,55%	49,55%
WACC	9,47%	7,47%	8,35%	7,37%

Elaboración propia sobre la base de Damodaran, EMBI y Federal Reserve de los Estados Unidos.

Como se puede apreciar el WACC de los países analizados es superior al calculado para Renovar 1 principalmente por factores externo a los países analizados, un cambio en la composición de la estructura de capital óptima de las empresas de energías renovables en los Estados Unidos que afectan la ponderación de los factores. Asimismo, tanto el costo del capital propio como del costo de la deuda son inferiores a los calculados para la Ronda 1 debido a la caída en la tasa libre de riesgo y en la prima por riesgo país, principalmente en Chile y Perú que además modificaron su tasa impositiva mejorando aún más el costo de la deuda después de impuestos.

Más allá de esto, las conclusiones son similares a las observadas para el caso del WACC calculado para Renovar 1: los agentes exigen un retorno mayor para sus inversiones en Argentina que en Chile, México y Perú. Incluso la distancia entre el WACC de Argentina y el de Chile y Perú aumentó en relación a la del WACC calculado para Renovar 1 debido a una mayor caída de la prima por riesgo país de estos últimos en relación a la de Argentina.

Anexo VII: Empresas Presentes en Argentina, Chile, México y Perú

Diversas empresas participaron en las subastas de Argentina, Chile, México y Perú, sin embargo hubo una sola compañía que intervino en los cuatro países: Enel. Enel Green Power Argentina y Enel Green Power Perú presentaron ofertas de energía eólica en sus respectivos

países, mientras que Enel Generación Chile realizó ofertas de mix de energías renovables en Chile y Enel Green Power México ofertó energía, no potencia, en México.

A continuación se expone una tabla comparativa de las ofertas realizadas por la empresa en Argentina y Perú, únicas comparables por ser tecnologías y productos similares:

Tabla 30: Ofertas de Enel en Argentina y Perú

	Ofertado		Adjudicado	
	Argentina	Perú	Argentina	Perú
Cantidad de Ofertas	3	26	1	1
Potencia Total (MW)	215,6	1632	100	126
Precio Promedio Ponderado (US\$/MWh)	58,89	50,79	40,27	37,83

Elaboración propia sobre información de SGE y OSINERGMIN.

Como se puede apreciar en el cuadro, ENEL presentó en Argentina ofertas que en cantidad y potencia representan un poco más del 10% de lo que presentó en Perú, con precios 16% más altos. Finalmente, en ambos casos una sola oferta resultó ganadora, siendo la de Enel Green Power Perú 2 US\$/MWh menos y 26 MW más que la de Enel Green Power Argentina.