

Escuela de Negocios

Tesis MBA

Energías renovables y oportunidades de negocios utilizando biomasa seca en Argentina

Alumno:

Comba, Jorge Luis

Tutor:

Sergio Baravalle

Lugar: Buenos Aires

Año: 2017

Agradecimientos

A mi familia y amigos, por entender mis ausencias, y brindarme tanto afecto en este camino.

A mis compañeros de MBA por su amistad, paciencia y compromiso demostrado a lo largo de estos años.

A Arauco Argentina por ayudarme a cumplir con este desafío.

A Sergio Baravalle, tutor de la tesis, por aportar su experiencia y consejos.

A Vanesa Welsh, coordinadora del seminario, por brindar sus sugerencias, simplificando el recorrido.

Resumen

La presente investigación comienza con en el estudio de los impactos ambientales ocasionados por el aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Debido a que la utilización de energía es la actividad humana que más gases emite a la atmósfera terrestre, se analizó la matriz energética mundial y el rol de las energías renovables presente y a futuro. Actualmente, la misma se compone en un 19,2% por energías renovables. Para lograr una transformación, es requerido un alto nivel de inversión, siendo los países en desarrollo los principales candidatos para comenzar a instalar nuevas centrales de generación. Uno de ellos es Argentina, quien posee gran potencial para la instalación de las mismas, gracias a sus abundantes recursos naturales y privilegiadas condiciones meteorológicas para algunas de las tecnologías renovables.

El principal problema identificado en el país es que al día de hoy, su matriz energética está compuesta en un 1,98% por tecnologías renovables, mientras que un 67% de la generación eléctrica, se realiza a través de centrales térmicas, donde se utilizan combustibles fósiles que son importados a muy elevados precios. En consecuencia, el Estado Nacional debe subsidiar gran parte de los altos costos de generación, siendo los mismos una componente importante en las cuentas nacionales, contribuyendo al déficit fiscal del país.

Una posible solución al problema es transformar la matriz eléctrica argentina hacia una con mayor componente de tecnologías renovables. En las licitaciones realizadas en el año 2016, bajo la ley 27.191, los precios adjudicados estuvieron muy por debajo de los pagados actualmente para la generación de energía utilizando centrales térmicas. Con el objetivo de demostrar que el desarrollo de proyectos de energía renovable, desde la perspectiva de un inversor también es conveniente, se realizó una evaluación económica financiera de un proyecto de generación de energía, a base de biomasa seca. La tasa interna de retorno (TIR) en dólares para el proyecto resultó en 12.66 % y la TIR para el accionista en 17.96 %.

Finalmente en la investigación, se pudo concluir que realizar una transformación de la matriz eléctrica argentina no sólo ayudaría a combatir el cambio climático sino que también, permitiría reducir el déficit fiscal del país y en el proceso, los inversores podrían adquirir altas tasas de retorno.

Palabras Claves

Energías renovables

Ley 27.191

Cambio climático

Biomasa seca

Matriz eléctrica argentina

Índice

Ilustraciones	1
Tablas.....	2
Introducción	3
Formulación del Problema.....	3
Hipótesis.....	4
Hipótesis principal	4
Hipótesis secundarias	4
Metodología de la Investigación.....	4
Objetivos Generales.....	4
Objetivos Específicos	5
Tipo de Investigación.....	5
Justificación de la Investigación	5
MARCO TEÓRICO.....	6
CAPITULO 1: CAMBIO CLIMATICO Y COMPROMISOS.....	6
1.1. Efecto Invernadero e impactos climáticos a nivel mundial.....	6
1.1.1. Cambio en la temperatura global y análisis de posibles escenarios.....	7
1.1.2. Impactos en los sistemas físicos, biológicos y humanos observados.....	9
1.2. Impactos climáticos en América Latina	11
1.3. Normativas para la mitigación del cambio climático.....	13
1.4. Mecanismos en el mercado para cumplir normativas	17
1.4.1. Comercio Internacional de Emisiones (CIE).....	17
1.4.2. Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL).....	18
1.4.3. Aplicación Conjunta.....	20
CAPITULO 2: INTRODUCCION A LAS ENERGIAS RENOVABLES	22
2.1. Fuentes para la generación de energía.....	22
2.1.1. Energías No Renovables.....	22
2.1.2. Energías Renovables	23
2.1.2.1. Energía solar fotovoltaica	24
2.1.2.2. Bioenergía (energía de biomasa sólida).....	25
2.1.2.3. Bioenergía (gasificación)	26
2.1.2.4. Energía solar térmica	27
2.1.2.5. Energía eólica.....	28
2.1.2.6. Energía hidráulica.....	29
2.1.2.7. Energía undimotriz y mareomotriz.....	30
2.1.2.8. Energía geotérmica	31
2.2. Relación entre la generación de energía y el efecto invernadero	32
2.3. Cambios en la cadena de valor de la energía	33

2.4.	Cambio de paradigma. De centrales grande a pequeñas.....	34
2.5.	Matriz energética mundial - países desarrollados vs en desarrollo.....	35
2.6.	Evolución de inversiones en energías renovables	37
2.7.	Potencial Mundial para el desarrollo de energías renovables.....	38
CAPITULO 3: MERCADO ELECTRICO ARGENTINO		39
3.1.	Situación actual y expectativas de la macroeconómico argentina	39
3.2.	Infraestructura del sistema eléctrico argentino.....	44
3.2.1.	Generadores.....	45
3.2.2.	Transporte	49
3.2.3.	Distribuidores.....	50
3.2.4.	Demanda (Consumidores Finales).....	51
3.3.	Principales instituciones	53
3.4.	Evolución histórica del mercado eléctrico argentino	54
3.5.	Balance económico del MEM	56
3.5.1.	Precio a la oferta de energía (monómico)	56
3.5.2.	Evolución de subsidios en Argentina.....	58
CAPITULO 4: ANALISIS DE RECURSOS NATURALES Y LEGISLACION DE ARGENTINA. 59		
4.1.	Recursos naturales en Argentina para el desarrollo de renovables.....	59
4.1.1.	Energía solar	61
4.1.2.	Energía eólica	62
4.1.3.	Bioenergía (biomasa sólida).....	63
4.1.4.	Bioenergía (gasificación).....	65
4.2.	Análisis de Ley 27.191	66
4.2.1.	Objetivos y FODER	66
4.2.2.	Mecanismos de garantías	67
4.2.2.	Plan Renovar – Requisitos para poder aplicar.....	70
4.2.3.	Incentivos fiscales	72
4.2.4.	Incentivos al precio adjudicado	73
4.3.	Antecedentes comerciales en licitaciones de proyectos renovables	75
4.3.1.	GENREN	75
4.3.2.	Plan Renovar - Resultados de Rondas licitatorias	76
4.3.3.	Comparativo GENREN vs Plan Renovar	78
4.3.4.	Expectativas para Ronda 2.0	80
4.3.4.1.	Biogás	82
4.3.4.2.	Biomasa seca.....	82
TRABAJO DE CAMPO.....		84
CAPITULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA.....		85
5.1.	Parámetros económicos, operativos y financieros	85

5.2. Resultados obtenidos y análisis de sensibilidad	89
CAPITULO 6: ENTREVISTAS Y ENCUESTA	90
6.1. Entrevista al Subsecretario de Energías Renovables de la Nación.	90
6.2. Entrevista al titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables.	91
6.3. Encuesta realizada por REN21	92
CONCLUSIONES FINALES	94
Glosario	97
Bibliografía	98
Anexos	97
Anexo I. Oferta de biomasa por categoría y provincia (Miles de tn en base seca)	97
Anexo II. Consumo de biomasa por provincia (tn en base seca/año)	98
Anexo III. Programa de provisión de energía renovable (GENREN)	99
Anexo IV. Entrevista al Subsecretario de Energías Renovables.....	100
Anexo V. Entrevista al titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables	102
Anexo VI. Encuesta realizada por REN21.....	104
Anexo VII: Línea de financiamiento (Ministerio de Producción)	106
Anexo VIII: Beneficios Fiscales – ley 27.191 vs ley 26.190	108
Anexo IX: Proyecto biomasa seca – Estado de Resultados	109
Anexo X: Proyecto biomasa seca – Flujos de Fondos (Tablas).....	110

Ilustraciones

Figura 1: Emisiones de dióxido de carbono anual por país en toneladas. (Datos 2006)	7
Figura 2: Cambio de temperatura media global y posibles proyecciones al año 2100.	8
Figura 3: Velocidades máx. de desplazamiento de las especies vs de avance de temperatura.	9
Figura 4: Impactos observados por el cambio climático a nivel mundial.	10
Figura 5: Impactos del cambio climático en América Latina	11
Figura 6: Futuras tendencias climáticas para América Latina.....	12
Figura 7: Posición de los diversos países con respecto al Protocolo de Kyoto (Datos 2011)	15
Figura 8: Conferencia de Marrakech – Cambio climático (2016).....	16
Figura 9: Ranking de países por tenencia de bonos de carbono CER. (Datos 2012).....	18
Figura 10: Funcionamiento de una célula fotovoltaica	24
Figura 11: Esquema de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica	24
Figura 12: Diagrama de planta de generación eléctrica por biomasa seca	25
Figura 13: Diagrama de central de biogás	26
Figura 14: Diagrama de central termo solar	27
Figura 15: Planta termosolar en España (Sevilla)	27
Figura 16: Diagrama de funcionamiento de un aerogenerador.....	28
Figura 17: Diagrama de funcionamiento de un parque eólico	28
Figura 18: : Minicentral eléctrica de canal fluyente	29
Figura 19: Diagrama de central del tipo pie de presa.....	29
Figura 20: Diagrama de boya basculante	30
Figura 21: Diagrama de sistema de columna de agua oscilante.....	30
Figura 22: Diagrama de central geotérmica	31
Figura 23: Emisiones de gases efecto invernadero por sector	32
Figura 24: Camino ilustrativo de la energía desde la fuente al servicio final.	33
Figura 25: Energía y la interconexión entre sectores.....	34
Figura 26: Evolución de la generación de energía mundial (2003-2015).....	35
Figura 27: Evolución de capacidad instalada mundial (2000-2015).....	36
Figura 28: Evolución de inversiones anuales globales (sin considerar PAH)	37
Figura 29: Necesidad de inversión abierta por sector	37
Figura 30: Potencial de generación de energía mundial en EJ/año para el año 2050.....	38
Figura 31: Plan de quita de subsidios al 2019	41
Figura 32: Inflación anual - IPC Nacional.....	42
Figura 33: Crecimiento del PBI	43
Figura 34: Infraestructura del sistema eléctrico argentino	44
Figura 35: Esquema de matriz energética argentina.....	45
Figura 36: Energía renovable como porcentaje de la generación total	45
Figura 37: Evolución de la generación eléctrica.....	46
Figura 38: Principales grupos de generadores de energía eléctrica en Argentina	46
Figura 39: Consumo de combustible fósiles (2015).....	47
Figura 40: Comparación de costos de generación de energía eléctrica	48
Figura 41: Sistema de distribución troncal	49
Figura 42: Composición de la demanda	51

Figura 43: Evolución de la demanda eléctrica	52
Figura 44: Compra en el mercado mayorista (Grandes Usuarios).....	52
Figura 45: Compra integrada a distribuidores	53
Figura 46: Instituciones públicas	54
Figura 47: Ciclos históricos del mercado eléctrico argentino	55
Figura 48: Precio Monómico (Precio Spot y sobrecostos)	57
Figura 49: Evolución del precio monómico promedio	57
Figura 50: Balance MEM - Evolución de subsidios en Argentina	58
Figura 51: Regiones de mayor potencial según tecnología	60
Figura 52: Distribucion espacial de irradiación solar	61
Figura 53: Mapa de vientos territorio argentino.....	62
Figura 54: Síntesis nacional del balance oferta/demanda de los recursos biomásicos en Argentina.....	63
Figura 55: Objetivos al consumo de energía de origen renovable (Ley 27.191).....	66
Figura 56: Esquema de garantías de solvencia o pago por terminación	68
Figura 57: Evolución de factores de incentivos aplicados en el precio "adjudicado"	74
Figura 58: Precio reconocido con los factores de incentivos para proyecto de biomasa	75
Figura 59: Proyectos precalificados y adjudicados - Ronda 1.0 y 1.5.....	77
Figura 60: Proyectos adjudicados en Plan Renovar (Rondas 1.0 y 1.5).....	78
Figura 61: Costo de generación de electricidad por región y tecnología	86
Figura 62: Programa de provisión de energía eléctrica de fuentes renovables (GENREN)	99
Figura 63: Proyecto biomasa seca - Flujos de Fondos	111

Tablas

Tabla 1: Ingresos y Gastos de la Administración Pública Nacional	40
Tabla 2: Empresas reguladas por entes provinciales	50
Tabla 3: Garantía del Banco Mundial - Costos Iniciales	69
Tabla 4: Garantía del Banco Mundial - Costo de Mantenimiento	69
Tabla 5: Banco Mundial - Ejemplo de cálculo.....	70
Tabla 6: Cupos máximos de beneficios fiscales por tipo de tecnología	73
Tabla 7: Comparativo GENREN vs Plan Renovar	79
Tabla 8: Resultados evaluación económica financiera	89
Tabla 9: Beneficios Fiscales ley 27.191 vs 26.190	108
Tabla 10: Proyecto biomasa seca - Estado de Resultados	109
Tabla 11: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos del Proyecto	110
Tabla 12: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos de la Deuda	110
Tabla 13: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos del accionista.....	111

Introducción

La temperatura global se encuentra en aumento debido a los altos niveles de emisión de gases de efecto invernadero. Como consecuencia, experimentamos alrededor del mundo grandes impactos ambientales como son el derretimiento de los glaciares, pérdidas en los rendimientos en la producción de cultivos, inundaciones, sequías, cambios en los ecosistemas y extinción de distintas especies. La generación de energía es la actividad humana que más contribuye en las emisiones de gases de efecto invernadero. Por consiguiente, el desarrollo de una matriz eléctrica limpia y sustentable, cumple un rol fundamental a nivel mundial.

A fines del año 2001 y principios del año 2002, una crisis sin precedentes se experimentó en Argentina. Como consecuencia, se paralizó la economía del país y originó cambios radicales en las políticas gubernamentales. Una de las medidas aplicadas fue el congelamiento de tarifas al consumo de energía eléctrica, lo que desalentó el desarrollo de inversiones y creó la necesidad de subsidiar una fracción de los costos asociados a la generación de energía eléctrica. Hoy día, sumado a otros factores políticos, en Argentina se cuenta con déficit fiscal, donde la reducción de los subsidios mencionados, son una gran oportunidad de mejora económica.

A finales del año 2015, se decretó emergencia del Sector eléctrico argentino y se declaró de interés nacional a la generación de energía a partir del uso de fuentes renovables como así también, el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos locales con esa finalidad. Una de las medidas tomadas por el nuevo gobierno fue la promulgación de la ley 27.191, estableciendo obligaciones de consumo de energía de origen renovable concretas para el 100% de la demanda.

Formulación del Problema

Actualmente, la matriz eléctrica argentina está compuesta en un 67% por tecnología del tipo “térmica” la cual, necesita importación de combustibles fósiles a muy elevados precios para poder operar. El costo de generación de las centrales de este tipo, en promedio rondan los 200 U\$/MWh, donde algunas pueden llegar a alcanzar los 300 U\$/MWh. Una posible solución a estos

elevados costos de generación es diversificar la matriz eléctrica argentina, desarrollando centrales de generación mediante la utilización de fuentes de origen renovables. El problema principal es que muchos inversores no logran ver el potencial que posee Argentina para realizar este tipo de inversiones.

Hipótesis

Hipótesis principal

En esta investigación se plantea como hipótesis principal, la viabilidad de poder realizar negocios rentables en Argentina, generando energía renovable a partir de la utilización de biomasa seca como combustible.

Hipótesis secundarias

H1: Argentina cuenta con condiciones meteorológicas y recursos naturales superiores a otros países del mundo para la generación de energía del tipo renovable.

H2: Se proponen atractivos incentivos a la inversión en la legislación argentina.

H3: El sistema eléctrico argentino necesita transformarse en una matriz energética con mayor participación de generación renovable, no solo por un tema medioambiental, sino que también, por una conveniencia económica.

Metodología de la Investigación

Objetivos Generales

Entender la importancia del desarrollo de energías renovables para mitigar el cambio climático mundial. Comprender el funcionamiento del mercado energético argentino actual. Estudiar el potencial de las distintas tecnologías para el desarrollo de energía renovable en el territorio argentino. Analizar la legislación argentina para comprender las ventajas fiscales asociadas con la realización de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables.

Objetivos Específicos

Identificar y cuantificar oportunidades de negocio en base a la generación de energía, en particular, utilizando biomasa seca como combustible.

Tipo de Investigación

La investigación será del tipo “Explicativa” debido a que no sólo se describirán los impactos ocasionados por el cambio climático y los problemas actuales de la matriz eléctrica argentina, sino que también, se explicarán los causales de los mismos. En adición, se evaluará la conveniencia y viabilidad para desarrollar proyectos de inversión, mediante la generación de energía eléctrica utilizando fuentes renovables.

Justificación de la Investigación

Delimitación: La investigación se limitará al territorio argentino. Se realiza esta delimitación debido a que, en primer lugar, se buscará estudiar e identificar oportunidades en la legislación, la cual difiere de país a país. En segundo lugar, las características del territorio argentino y las condiciones meteorológicas son específicas y determinantes en el desarrollo de las distintas tecnologías para la generación de energía renovable.

Justificación: Hoy día, Argentina necesita energía para poder crecer, lograr adaptarse y mitigar el impacto del cambio climático. Para poder realizarlo, es necesario atraer inversiones del exterior. En adición, la llegada de las mismas permitiría reducir la inflación y el déficit fiscal. La elaboración de la tesis le entregará al lector, el conocimiento necesario para comprender la importancia del desarrollo de las energías renovables, cuáles son los compromisos tomado a nivel internacional para combatir el cambio climático, que mecanismos de mercado son utilizados para cumplir con las metas acordadas, entender cómo funciona el mercado eléctrico argentino, con que recursos naturales cuenta la Argentina para el desarrollo de energías renovables, que incentivos en la legislación argentina se identifican para atraer inversiones y finalmente, que resultados económicos se pueden esperar por desarrollar un proyecto de generación de energía eléctrica, utilizando biomasa seca como combustible.

MARCO TEÓRICO

CAPITULO 1: CAMBIO CLIMATICO Y COMPROMISOS

“En la medida que la sociedad mundial internalice la existencia del cambio climático y comprenda las peligrosas consecuencias que acarrea el mismo para la humanidad, los mercados de capitales se verán obligados a trabajar arduamente para contribuir, desde su rol en la economía global, en la lucha contra los DESASTRES AMBIENTALES”
(Bolsa de Comercio de Buenos Aires, n.d.)

A modo de introducción y para comenzar a concientizar al lector, en este capítulo se presentan los impactos ocasionados por el cambio climático durante las últimas décadas tanto en América Latina como también a nivel mundial. Por otra parte, se explicará la cronología en la aplicación de distintas normativas, para la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, adoptadas por los distintos países del mundo, tanto en desarrollo como desarrollados. Finalmente, se mencionarán los distintos mecanismos financieros que los mismos utilizan hoy día, para promover la inversión y así tratar de cumplir con las metas fijadas.

1.1. Efecto Invernadero e impactos climáticos a nivel mundial.

Los gases en la atmósfera terrestre considerados como “gases de efecto invernadero” son el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, el óxido de nitrógeno y el ozono. La acumulación de los gases, actúa como una manta que envuelve a todo el planeta, evitando que la energía escape de la superficie y de la atmósfera terrestre. Si el nivel de los mismos alcanza un valor crítico, se puede generar un calentamiento excesivo que perjudicaría seriamente las pautas naturales del clima. Algunos pronósticos un tanto extremistas, anuncian que a corto plazo podrían llegar a cambiar las condiciones esenciales que hicieron posible la generación de la vida en el planeta. (Bolsacba, 2007).

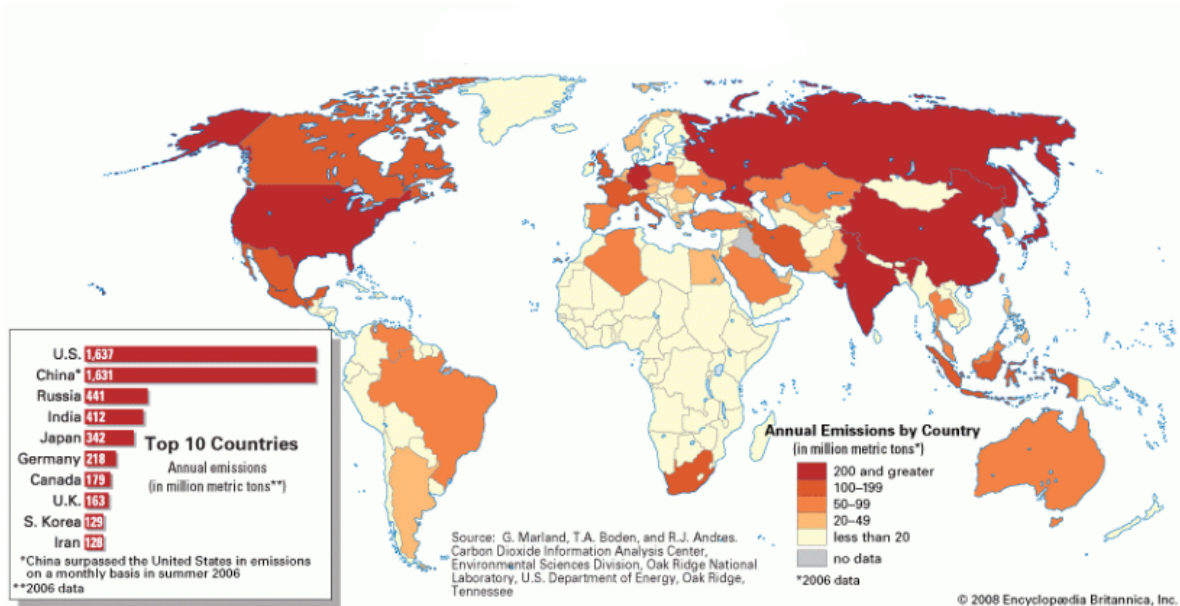


Figura 1: Emisiones de dióxido de carbono anual por país en toneladas. (Datos 2006)

Fuente: (G. Mariand, T.A. Boden, 2008)

En la Figura 1 se puede apreciar la cantidad de emisiones realizadas por cada país de dióxido de carbono, contribuyendo al efecto invernadero. Los principales países emisores de gases nocivos son Estados Unidos, China, Rusia, India, Japón y Alemania. Algunos de los mencionados, han tomado medidas para mitigar o compensar sus emisiones pero otros, no lo han hecho. (Ver capítulo 1.4.2)

1.1.1. Cambio en la temperatura global y análisis de posibles escenarios.

Según un informe realizado por el “Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático” (IPCC,2014), en la Figura 2 se puede observar el incremento de la temperatura global desde 1986 al año 2005. El mismo ha ido en aumento, registrado una mayor pendiente en los últimos años. A modo de comparación y con el fin de concientizar al lector, en el informe se modelaron dos posibles escenarios esperados para el año 2010, uno pesimista y otro optimista.

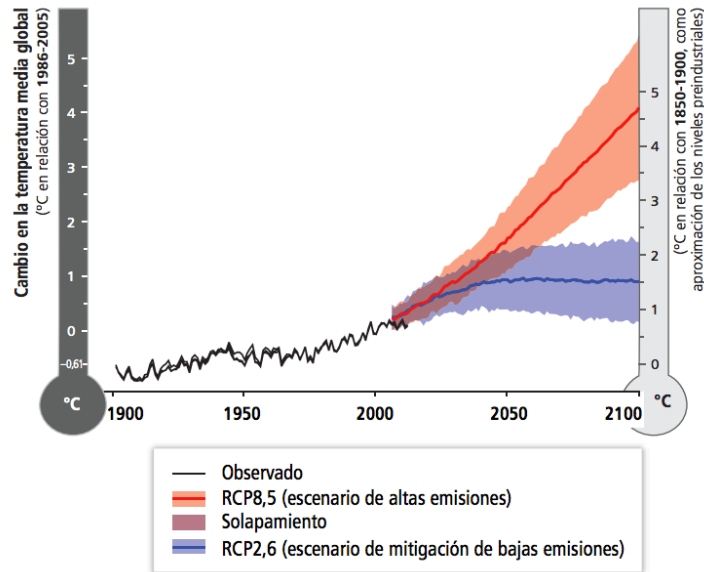


Figura 2: Cambio de temperatura media global y posibles proyecciones al año 2100.

Fuente: (IPCC, 2014)

En primer lugar, se modeló el escenario RCP 8,5 (señalado en rojo), donde debido a una ausencia de políticas para frenar el cambio climático, un muy moderado cambio tecnológico para la generación de energía y un alto incremento poblacional, se llegaría a muy altas emisiones de gases de efecto invernadero, provocando a una irradiación solar de 8,5 W/m². Como consecuencia, la temperatura de la Tierra se incrementaría en 4,5 °C con respecto a la época preindustrial. (IPCC, 2014)

En segundo lugar, se proyectó el escenario RCP 2,6 (señalado en azul), donde se han implementado políticas e inversiones para mitigar el cambio climático, reduciendo y conteniendo las emisiones de gases de efecto invernadero. En esta situación la irradiación solar se espera que sea de 2,6 W/m², donde la temperatura incrementa en 1,5 °C con respecto a niveles preindustriales. (IPCC, 2014)

A pesar que el incremento de temperatura entre ambos escenarios es de tan solo 3°C (4,5 °C vs 1,5°C), el impacto que esto genera en los distintos ecosistemas y especies en el mundo es de suma relevancia.

Los riesgos de extinción siempre están presentes debido a que las especies deben interactuar con factores de estrés tales como el cambio de los hábitats, la sobreexplotación, la contaminación y las especies invasoras. Sin embargo, en la Figura 3, se grafican los distintos escenarios de calentamiento global (de 2,6 W/m² a 8,5 W/m²) en relación con la velocidad de adaptación que posee cada especie.

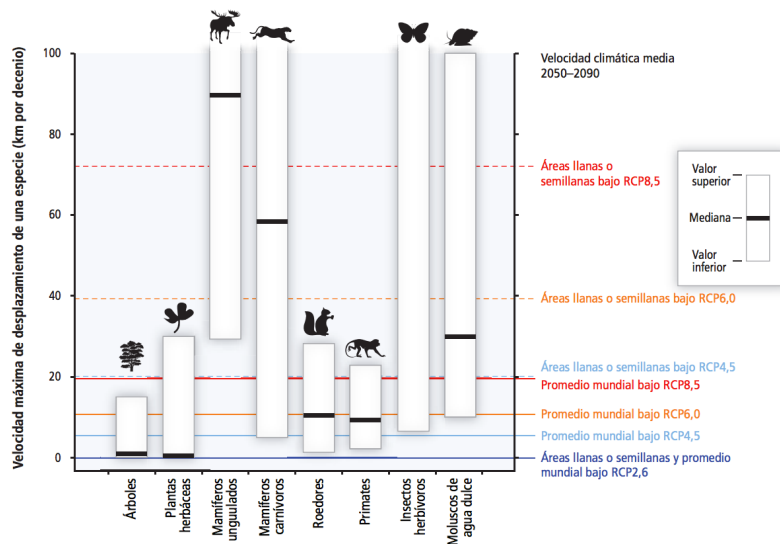


Figura 3: Velocidades máx. de desplazamiento de las especies vs de avance de temperatura.

Fuente: (IPCC, 2014)

Las barras blancas señalan los rangos y medianas de velocidad de desplazamiento máxima para los árboles, plantas, mamíferos, insectos herbívoros y moluscos de agua dulce ante factores de estrés. Se prevé que las especies cuya velocidad de desplazamiento máxima esté por debajo de los niveles señalados por los escenarios de cambio climático, no serán capaces de seguir el ritmo del calentamiento sin intervención humana, es decir, se extinguirán. (IPCC, 2014).

1.1.2. Impactos en los sistemas físicos, biológicos y humanos observados.

Si se estudian los impactos ocurridos en las últimas décadas, el cambio climático ha causado cambios en los sistemas naturales y humanos en todos los océanos y continentes del mundo. En la Figura 4 se identifica que, en muchas regiones, los glaciares siguen retrocediendo alterando los sistemas hidrológicos, modificando los recursos hídricos en cantidad y calidad.

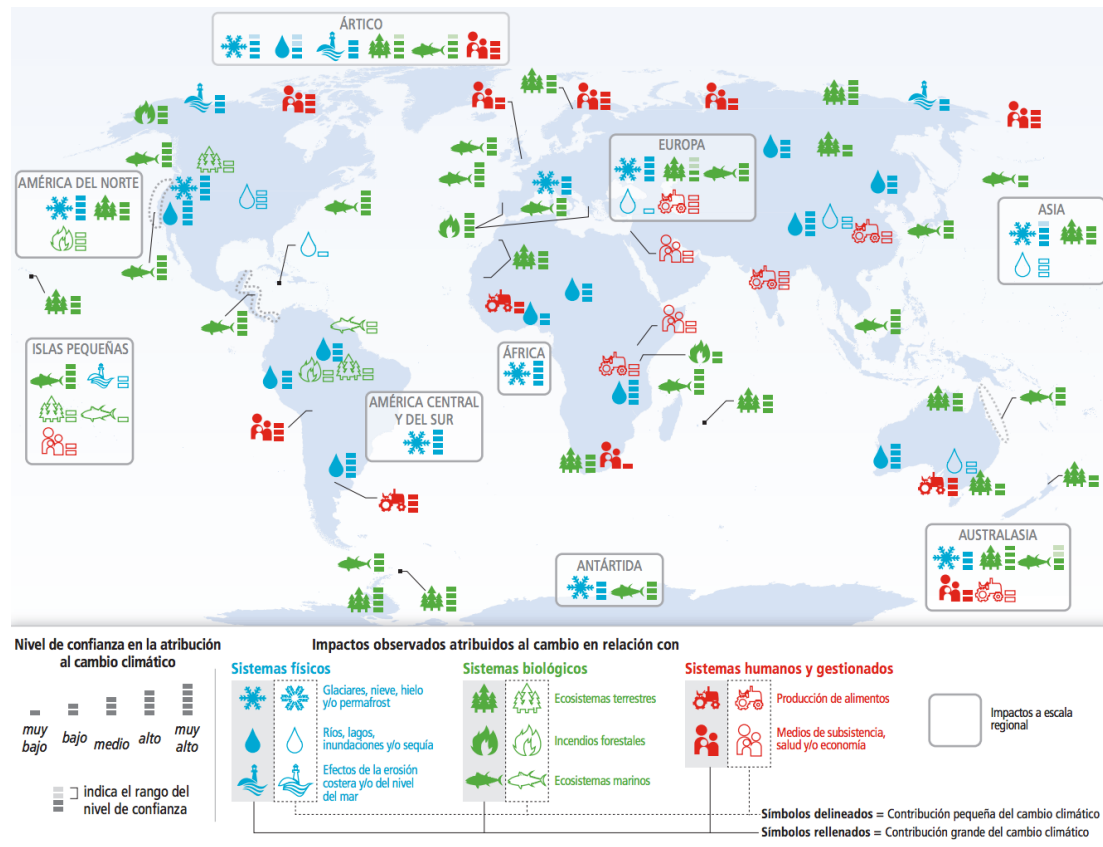


Figura 4: Impactos observados por el cambio climático a nivel mundial.

Fuente: (IPCC, 2014)

Por otra parte, muchas especies terrestres, dulceacuícolas y marinas han cambiado sus áreas de distribución geográfica, pautas migratorias, cantidades e interacciones con otros ecosistemas. Con respecto al rendimiento de los cultivos, el trigo, arroz, soja y el maíz han sido impactados en forma negativa afectando las producciones a nivel global. Una importante vulnerabilidad y exposición de algunos ecosistemas a olas de calor, incendios forestales, sequías, inundaciones y ciclones, generan pérdidas de productividad, ineficiencias en el suministro de agua, daños a infraestructura, aumento de mortalidad y consecuencias para la salud mental y bienestar humano. Para las personas que viven en la pobreza, los efectos del cambio climático se viven con mayor intensidad. Esto se debe a que deben sortear problemas como aumentos de precios de alimentos, inseguridad alimentaria y daños irreversibles de sus hogares y cultivos. (IPCC, 2014).

1.2. Impactos climáticos en América Latina

Según el “Quinto Reporte de Evaluación del IPCC”, en las últimas décadas, los cambios climáticos ocasionaron impactos en los sistemas naturales y humanos de todos los continentes y los océanos, incluida América Latina.



Figura 5: Impactos del cambio climático en América Latina

Fuente: (IPCC Latinoamérica, 2014)

Se han identificado cambios en el caudal y la disponibilidad del agua en la cuenca del Río de la Plata, afectando Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay. Se puede tomar como ejemplo el retroceso de los glaciares andinos, modificando la distribución estacional del caudal de agua. Debido a modificaciones en las precipitaciones, se han detectado cambios en las aguas superficiales de escorrentía en la cuenca del Río de la Plata.

Con respecto a la salud humana, se registra un aumento en la morbilidad, la mortalidad y las discapacidades, apareciendo enfermedades en nuevas zonas. Como ejemplo se puede tomar el aumento en la frecuencia y la extensión de la fiebre del dengue y la malaria.

Las mayores zonas de diversidad biológica y zonas silvestres del mundo las alberga América Latina. La participación del hombre ha causado pérdida de la biodiversidad y de ecosistemas en la región. Se han registrado un aumento en la mortalidad de los árboles y de los incendios forestales en la Amazonia. En adición, los ecosistemas costeros y marinos también están siendo afectados. Un ejemplo es la degradación de los manglares que se observa en la costa norte de América del Sur. (IPCC Latinoamérica, 2014).

En la sección 1.1.1, se ha mencionado que se espera un incremento en la temperatura global mundial. La intensidad con la que ocurra está ligada a las políticas e inversiones destinadas a la adaptación y mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero. En América Latina para el año 2100, las proyecciones señalan un aumento de los días y las noches cálidos en la mayor parte de América del Sur.

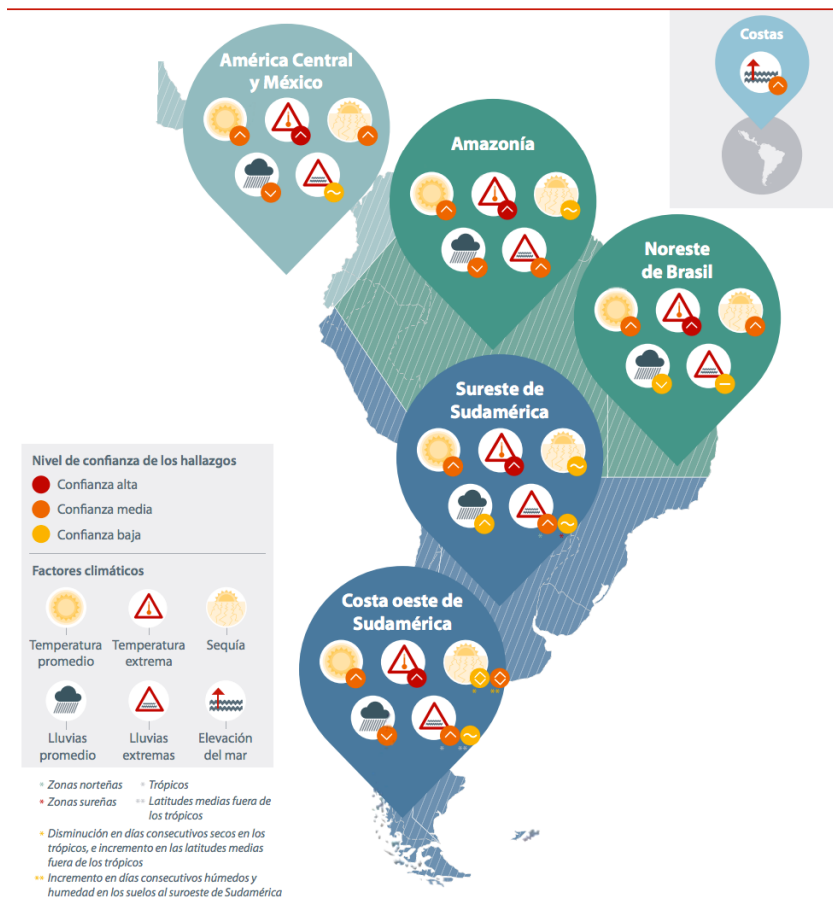


Figura 6: Futuras tendencias climáticas para América Latina

Fuente: (IPCC Latinoamérica, 2014)

Con respecto a los niveles de precipitaciones, se espera una reducción del 22% en el noroeste de Brasil y un incremento de +25% en el sudeste de América del Sur. Al este de los Andes, región tropical de América del Sur, se estima un aumento en los períodos de sequía.

Por otra parte, durante el siglo XXI, el nivel del mar seguirá aumentando para todos los escenarios de emisiones (optimista, pesimista), donde la tasa de elevación superará la observada en las últimas tres décadas. Para un escenario de bajas emisiones se proyecta un nivel del mar superior, oscilando entre 26 y 55 cm. Para el escenario pesimista, la elevación esperada resulta entre 45 y 82 cm.

Debido a un aumento en las precipitaciones esperadas para el sudeste de América del Sur, la productividad media de alimentos podría sostenerse o incrementarse hasta mediados de siglo. En contrapartida, en América Central, el noroeste de Brasil y partes de la región andina, se proyecta una disminución en la productividad agrícola en el corto plazo (2030) debido al aumento de temperatura y disminución de precipitaciones.

No todos los impactos del cambio climático pueden ser mitigados, en algunos casos, la única forma de gestionarlos es realizar las inversiones necesarias para adaptarse a ellos. De esta manera, las sociedades lograrán superarlos y aprovechar las nuevas oportunidades. (IPCC Latinoamérica, 2014)

1.3. Normativas para la mitigación del cambio climático

Habiendo explicado los impactos del cambio climático en las últimas décadas y habiendo descrito los posibles escenarios a encarar a futuro, en esta sección se detallará como fue la cronología de los eventos que generaron el estudio a nivel científico del cambio climático, donde años más tarde, incentivó a la aparición de normativas para establecer objetivos y compromisos a nivel mundial, con el objetivo de reducir los niveles de emisión de gases de efecto invernadero.

A mediados de los años 80', tomó un gran protagonismo en la agenda política, el estudio del cambio climático global. Cada vez se poseía más evidencia científica sobre la influencia humana en el cambio climático y a su vez, crecía la preocupación pública sobre el cuidado del medio ambiente. (PNUMA, n.d.)

En 1988 se estableció el “Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático” (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), impulsado por el “Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente” (PNUMA) y la “Organización Meteorológica Mundial” (OMM). La misma se conformó por expertos líderes en la temática de calentamiento global.

El IPCC fue creado con el objetivo de:

“Facilitar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta.”

(IPCC, 1988)

Con el fin de cuantificar el impacto climático, dos años después, en 1990, el IPCC publicó un informe en el que se concluía que, en el próximo siglo, si no se tomaban medidas para limitar las emisiones de determinados gases, se intensificaría la acumulación de los mismos en la atmósfera, provocando un calentamiento adicional de la superficie de la Tierra. Al proceso se lo denominó “Efecto Invernadero” y para dicho año, ya se entendía que el cambio climático era una amenaza real. (Houghton, Jenkins, & Ephraums, 1990).

Una vez alertados por el informe del IPCC y para hacer frente al problema, en 1992 se estableció la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático” (CMNUCC), entrando en vigor en marzo de 1994. Mediante un marco de cooperación internacional, fue adoptada para limitar el aumento de la temperatura media mundial y así mitigar el cambio climático resultante. Por otra parte, para los impactos ya inevitables, la Convención buscaría medios para afrontarlos. Los países participantes acordaron un compromiso general de confrontar el cambio climático y estabilizar las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero en niveles seguros. A cada país se lo clasificó

en dos grupos. Por un lado, se agruparon a los industrializados, los cuales históricamente han generado una mayor cantidad de emisiones, contribuyendo en mayor medida al cambio climático. Por otro lado, se agruparon los países en desarrollo. El objetivo de la clasificación en dos grupos era persuadir a los industrializados a tomar el liderazgo en la regularización de sus emisiones y además, que envíen en forma regular reportes en los que presenten sus políticas y programas de cambio climático. (UNFCC, 1992). Actualmente hay 197 países en la Convención. (CMNUCC, 2017).

En 1997, con el fin de crear obligaciones legalmente vinculantes, se adoptó el Protocolo de Kioto para 38 países industrializados, teniendo en cuenta a 11 países en Europa Central y del Este. El objetivo era reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un promedio de 5% por debajo de sus niveles de registrados en 1990 durante el periodo 2008-2012. (Kyoto, 1998)

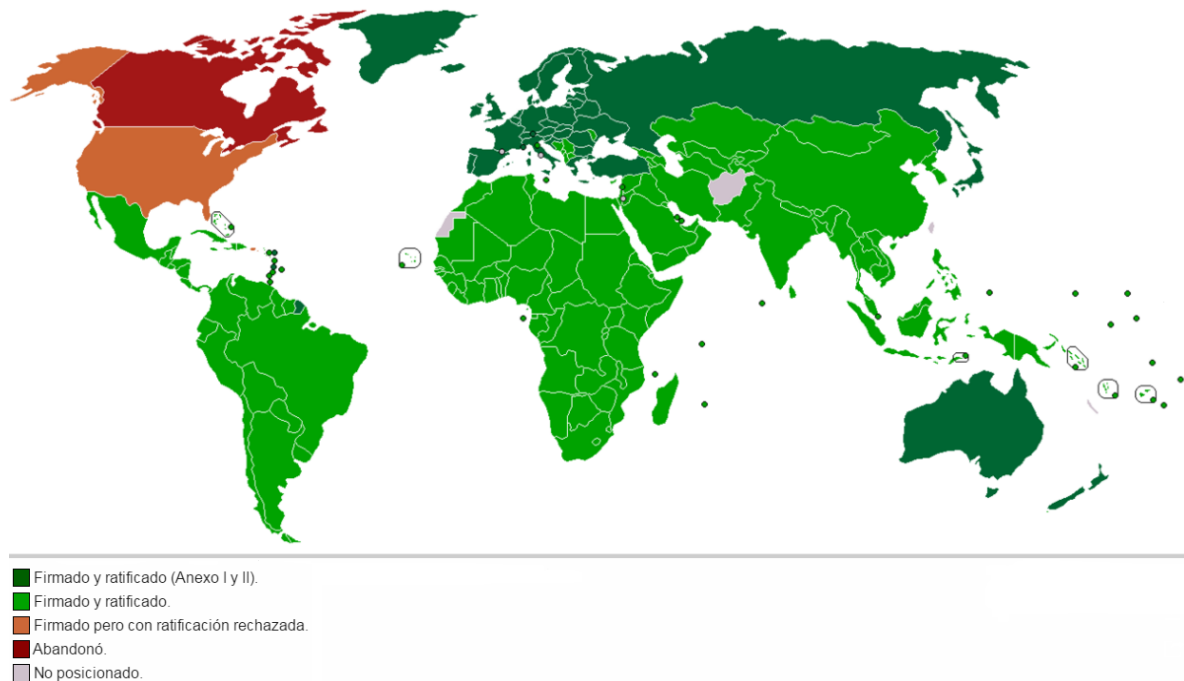


Figura 7: Posición de los diversos países con respecto al Protocolo de Kioto (Datos 2011)

Fuente: (Kyoto, 2011)

Los principales gases considerados en las metas de reducciones, fueron el dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre. Además, se les permitió a los países diagramar sus estrategias de reducción de emisiones, atacando

distinto mix de gases y modificando las actividades en el uso del suelo y silvicultura, tales como la deforestación y reforestación, donde dióxido de carbono es emitido o absorbido de la atmosfera. (Kyoto, 1998)

Con respecto a la República Argentina, la misma no estaba obligada a cumplir las metas cuantitativas fijadas por el Protocolo de Kyoto debido a que como país en desarrollo, solo emitía el 0,6% del total de las emisiones mundiales. (Kyoto, 2017). Igualmente, en 1994, mediante la Ley 24.295 se aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMUNCC) y además, se ratificó en el año 2001 el acuerdo de Kyoto, a través de la Ley 25.438. En consecuencia, Argentina al día de hoy está comprometida con la reducción de emisiones o, al menos, con su no incremento. (Ley N° 24295, 1993) (Ley N° 25438, 2001)

Con el fin de continuar combatiendo el cambio climático, el 12 de diciembre del año 2015 se adoptó el Acuerdo de París en el marco de las Naciones Unidas. El mismo fue construido a partir de los estudios realizados en el marco de la Convención. El objetivo del acuerdo fué acelerar e intensificar las inversiones y acciones para lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en forma sostenible. En el mismo se estableció la búsqueda de que la temperatura media mundial aumente muy por debajo de 2 grados centígrados comparado a los niveles registrados en la época preindustrial. Como se ha comentado en la Figura 2, correspondería al escenario optimista.



Figura 8: Conferencia de Marrakech – Cambio climático (2016)

Fuente: (UNFCC, 2016)

En noviembre del año 2016 se realizó la conferencia sobre cambio climático Marrakech, en Marruecos (Figura 8), donde se expresó que el mundo está implementando el acuerdo de París y que continúan las buenas intenciones para la cooperación multilateral frente al cambio climático. En dicha conferencia se fijó un plazo hasta el año 2018 para completar las normas de aplicación del Acuerdo de París. (CMNUCC, 2017).

Christiana Figueres, Secretaria Ejecutiva de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático sostuvo:

“Un planeta, una oportunidad de hacerlo bien, y lo hicimos en París. Hemos hecho historia juntos. Este es un acuerdo de convicción. Es un acuerdo de solidaridad con los más vulnerables. Es un acuerdo de visión a largo plazo y debemos hacer de él el motor de un crecimiento seguro”.

1.4. Mecanismos en el mercado para cumplir normativas

Para algunos países, las posibles medidas nacionales pueden llegar a ser insuficientes para cumplir con las metas establecidas en las distintas normativas. Para subsanar este problema, en el Protocolo de Kyoto se diseñaron distintos mecanismos basados en el mercado para lograr incentivar inversiones. El objetivo de esta sección es explicarlos y a su vez, abordar algunas de las experiencias en la utilización de los mismos en Argentina.

1.4.1. Comercio Internacional de Emisiones (CIE)

Permite que los países que emiten menos cantidad de gases de los establecidos en sus metas, vendan dicho diferencial cuantificado en “Unidades de Cantidad Atribuida” (UCA) a países que sobrepasan sus metas. Se lo entiende como “mercado del carbono” debido a que el dióxido de carbono es el principal gas del efecto invernadero. (Kyoto, 1998) Una unidad de UCA corresponde a una tonelada de dióxido de carbono. (Bolsacba, 2007).

1.4.2. Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL)

Para los países desarrollados (Pertenecientes al Anexo 1 del Tratado de Kyoto), mediante la inversión en proyectos que fomenten el desarrollo sostenible y la reducción de las emisiones en países en desarrollo (No pertenecientes al Anexo 1), pueden conseguir créditos por “reducciones certificadas de las emisiones” (RCE), donde cada uno equivale a una tonelada de CO₂. En inglés se los conoce como CER (Certificated emissions reduction). La acumulación de estos créditos compensa las emisiones superiores a las metas establecidas. (Kyoto, 1998)

Como cualquier commodity, los CERs ya emitidos pueden comercializarse libremente en un mercado secundario. La demanda de los mismos se compone principalmente de gobiernos y del sector privado de los países desarrollados participantes del Protocolo de Kyoto, los cuáles se comprometieron en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. (Mundo sin Fronteras, 2017).

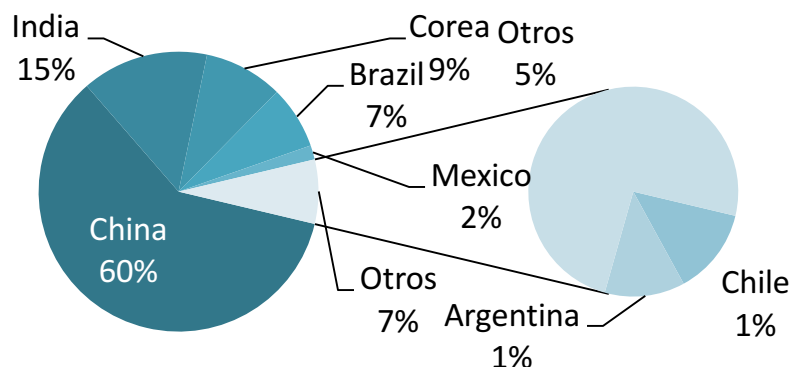


Figura 9: Ranking de países por tenencia de bonos de carbono CER. (Datos 2012)

Fuente: Elaboración propia con datos de (Valor Soja, 2012)

China e India son los países que concentraban el 75% de los bonos de carbono emitidos a fines del 2012, siendo valores razonables debido a la cantidad de toneladas de dióxido de carbono que estos países emitían a la atmósfera. Por otra parte, Rusia y Estados Unidos no poseían bonos de carbono, pero si eran líderes en la emisión de CO₂ a nivel mundial. (Ver Figura 1). El mercado total en esa época era de 1.021 millones de CERs. Con respecto a Argentina, poseer el 1% de bonos del mercado parecería ser poco, aunque, como se mencionó anteriormente, hay que considerar que solo contribuía con el 0,6% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. (Kyoto, 2017)

La generación de CERs de un proyecto puede cuantificarse para un período de 10 años sin posibilidad de renovación o 7 años, con posibilidad de renovarlo hasta 2 veces y completar un máximo de 21 años. El titular de un proyecto puede elegir entre ambas opciones teniendo en cuenta que debe realizar una DOE (diseño de experimento) para verificar y certificar las reducciones de emisiones de los gases de efecto invernadero. (Mundo sin Fronteras, 2017)

Con respecto a experiencias en Argentina en la utilización de los mecanismos mencionados, uno de los casos más recientes ocurrió a principios del año 2016 por parte de la empresa Natura Argentina, quién bajo su programa “Carbono neutro”, compró 70.000 bonos de carbono (CERs) por más de \$ 4 millones. De esta manera, certificó una reducción de 70.000 toneladas de carbono, y compensó sus emisiones generadas en la Argentina entre los años 2013 y 2016. Los bonos fueron comprados a la empresa Genneia, una de las empresas líderes en la provisión de soluciones energéticas sustentables, la cual certificó mediante su plan MDL el Parque Eólico Rawson. (Produce 300 GWh y brinda energía a 100.000 hogares). En el año 2016, el gerente general de Genneia, Walter Llanosa, sostenía:

“Estamos en condiciones de incorporar 180.000 nuevos certificados a través de la licitación de energías renovables del Estado”

(Cronista, 2016).

Por otro lado, algunos ejemplos de proyectos biomásicos en Argentina, que se han certificado mediante el mecanismo de MDL y en consecuencia, han obtenido CERs, son los mencionados a continuación (Probiomasa, 2017):

Proyecto AGD – General Deheza, Córdoba – Cogeneración - 10 MW. (183.000 Tn/año de cáscara de girasol y maní), reducirá 585.760,9 Tn CO₂ en 21 años.

Proyecto PINDO – Puerto Esperanza, Misiones – Cogeneración –4 MW, aportara excedentes a la red. (102.000 Tn/año de residuos foresto industriales), reducirá 491.127 Tn CO₂ en 21 años.

Proyecto Don Guillermo – S. de Liniers, Misiones – Cogeneración – 3 MW (residuos foresto industriales), reducirá 102.489 Tn CO₂ en 7 años.

1.4.3. Aplicación Conjunta

Conceptualmente, este mecanismo funciona en forma similar al MDL pero, en este caso, las inversiones en vez de ser realizadas en países en desarrollo, son realizadas en países pertenecientes al Anexo 1 del Tratado de Kyoto (desarrollados). Las unidades de reducción de emisiones para este tipo de mecanismos son conocidas como “Emission Reduction Unit” (ERU). (Mundo sin Fronteras, 2017)

Los mecanismos mencionados otorgan a los países y a las empresas del sector privado la oportunidad de reducir emisiones en cualquier lugar del mundo (generalmente donde el costo es menor), permitiendo contar con dichas reducciones para cumplir con sus propios objetivos. Por otra parte, estimulan la inversión internacional, generando crecimiento económico más limpio en el mundo. (PNUMA, n.d.)

Por otra parte, con el objetivo de financiar proyectos y programas para la adaptación a los cambios climáticos de los países en desarrollo, “La Organización de las Naciones Unidas” (ONU), creó el “Fondo de Adaptación”. El mismo se financia con una parte de los ingresos resultantes de las actividades realizadas por MDL y también por gobiernos y empresas privadas. Desde el año 2010 ya se han comprometido US\$ 357,5 millones en 63 países. (Adaptation Fund, 2017)

Muchos países optan por cumplir sus metas, pero deciden invertir en lugares donde el costo de reducir una tonelada de dióxido de carbono es significativamente menor.

En este capítulo se han explicado los impactos ambientales ocasionados por el cambio climático, el modo en que los distintos países se han ido comprometiendo a lo largo del tiempo para su buscar su mitigación y además, se ha mencionado la cronología en que fueron apareciendo las distintas

normativas y creación de mecanismos de mercado para la incentivación de inversiones tanto en países en desarrollo como en desarrollados.

La utilización de energía es la actividad humana que más contribuye en las emisiones de gases de efecto invernadero (IRENA, 2015b). Debido a esto, en el capítulo 2, se profundizará en entender el funcionamiento de las distintas tecnologías para la generación de energía renovable, el rol que hoy cumplen en la matriz energética mundial, el potencial para su desarrollo en cada país y la necesidad de inversiones para lograr su transformación.

CAPITULO 2: INTRODUCCION A LAS ENERGIAS RENOVABLES

"El potencial de energía renovable técnicamente accesible a nivel global, es suficiente para abastecer seis veces más energía de la que el mundo consume actualmente - para siempre"
(Greenpeace, 2017)

Como fue mencionado en la introducción de la tesis, la utilización de energía es una de las principales actividades realizadas por el hombre, responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este capítulo se comenzará explicando las distintas tecnologías utilizadas hoy día para la generación de energía en forma renovable para luego, estudiar la composición de la matriz eléctrica mundial, analizar las inversiones realizadas en los últimos años para el desarrollo de las mismas y finalmente, cuantificar el potencial a nivel mundial para la instalación de las mismas.

2.1. Fuentes para la generación de energía

Para desarrollar distintas actividades, la humanidad puede obtener energía a través de recursos existentes en la naturaleza. En principio, las fuentes pueden clasificarse en en dos grandes categorías: renovables y no renovables.
(Portal Educativo, 2012)

2.1.1. Energías No Renovables

Las fuentes de energía no renovable son las que se encuentran en el planeta de forma limitada, donde la velocidad de consumo de los mismas es superior a la de su regeneración. A su vez, se pueden clasificar en dos grupos: los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y la energía nuclear (fisión y fusión nuclear). (Portal Educativo, 2012)

2.1.1.1. Combustibles fósiles

Son grandes cantidades de restos de seres vivos que se originaron hace millones de años. Se ubican en el fondo de lagos y otras cuencas sedimentarias. A continuación, se enumeran los tres estados (sólido, líquido y gaseoso) presentes en la naturaleza:

- Carbón: Sustancia ligera de color negro, procede de la fosilización de restos orgánicos vegetales. Existen 4 tipos: antracita, hulla, lignito y turba. Es utilizado como combustible en la industria, en centrales térmicas y en las calefacciones domésticas.
- Petróleo: De aspecto aceitoso y olor fuerte, creado por una mezcla de hidrocarburos. (compuestos químicos que sólo contienen en sus moléculas carbono e hidrógeno). Las aplicaciones son muy numerosas, se emplea en las centrales térmicas como combustible, en el transporte y en usos domésticos.
- Gas Natural: Su origen es similar al del petróleo ya que se encuentra sobre los yacimientos. Está compuesto principalmente de metano. Es menos contaminante que los otros combustibles fósiles. (Portal Educativo, 2012)

2.1.1.2. Energía nuclear

Los átomos contienen núcleos que se desprenden y se desintegran, liberando la energía almacenada. En la práctica suele utilizarse uranio 235 que se fisiona en núcleos de átomos más pequeños. La energía liberada se utiliza para transformar agua líquida en vapor, el cual acciona una turbina unida a un generador para producir electricidad. Las reacciones en cadena se llevan a cabo en reactores nucleares. (Portal Educativo, 2012)

2.1.2. Energías Renovables

El origen de la energía proviene de fuentes donde la disponibilidad existe en cantidades ilimitadas, es decir, no se agotan a medida que se van utilizando. A continuación, se explicará en detalle las distintas tecnologías utilizadas hoy día para la generación de energía.

2.1.2.1. Energía solar fotovoltaica

La célula fotovoltaica permite transformar energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones). Antiguamente para conformar los paneles solares se utilizaba selenio, pero hoy día, debido a una mayor eficiencia, son a base de silicio. El fenómeno físico que explica su funcionamiento es el denominado “efecto fotoeléctrico”.

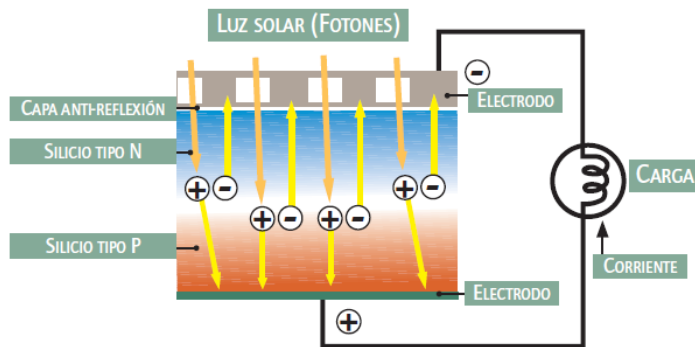


Figura 10: Funcionamiento de una célula fotovoltaica

Fuente: (Ojea, 2007)

En la Figura 10 se puede observar que cuando un número considerable de fotones impacta en una placa semiconductor, los mismos pueden ser absorbidos por los electrones que se encuentran en la superficie de la misma. Al ocurrir un exceso de energía almacenada, algunos electrones son liberados de sus átomos, generando que los mismos fluyan de un lado de la lámina al otro, generando corriente eléctrica.

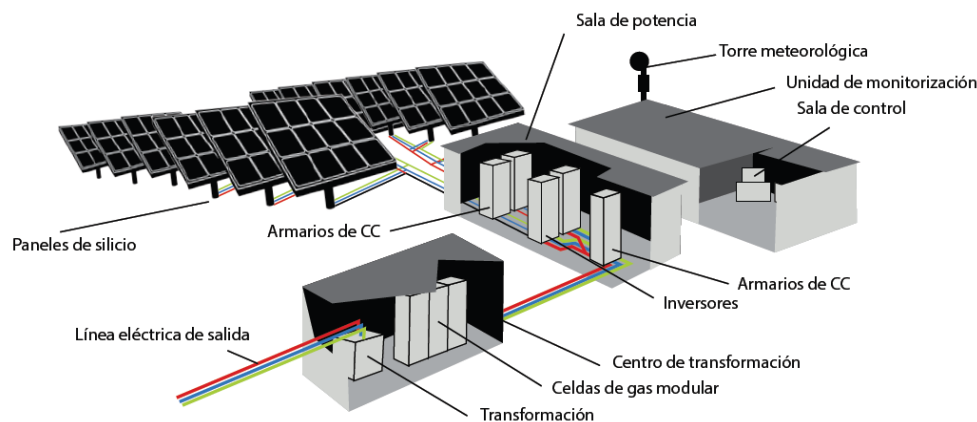


Figura 11: Esquema de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Fuente: (Villalonga, 2012)

Los módulos fotovoltaicos proporcionan corriente eléctrica continua que mediante un “inversor”, se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red eléctrica tanto para la venta como también para autoconsumo. De este modo, se pueden construir grandes instalaciones de generación o pequeñas unidades en los tejados de viviendas. Los paneles se mueven sobre sus ejes en busca de mayor incidencia solar.

A pesar del gran potencial en todo el mundo para aplicar esta tecnología, un obstáculo presente es el almacenamiento de la energía eléctrica. La misma ha de generarse en el momento de consumo. En consecuencia, para garantizar el suministro a cualquier hora del día se deben utilizar otras tecnologías (limpias y sucias) creando una matriz energética. Con el avance en la construcción de baterías eficientes, es muy probable que esta tecnología sea la más impulsada en el planeta. (Ojea, 2007)

2.1.2.2. Bioenergía (energía de biomasa sólida)

Una central térmica puede ser abastecida con distintos tipos de biomasa. Básicamente existen tres grupos: biomasa proveniente de la naturaleza sin intervención humana, residuos orgánicos generados a partir de la actividad humana y, por otro lado, biomasa producida de una única especie, donde su finalidad únicamente fue el aprovechamiento energético.

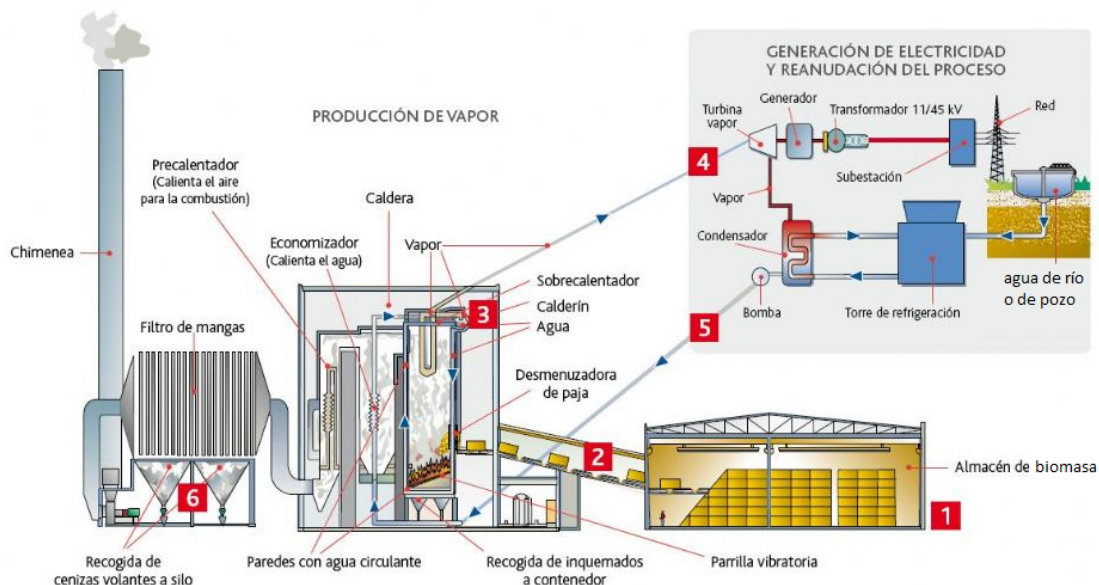


Figura 12: Diagrama de planta de generación eléctrica por biomasa seca

Fuente: (Agenbur, 2017)

Con el fin de lograr mayor eficiencia en el sistema de combustión, la biomasa suele pasar por un pretratamiento, cuyos fines principales es la disminución de la humedad contenida, adecuación del tamaño e igualación de uniformidad. Una vez liberada la energía térmica en el horno, los gases de combustión intercambian calor en una caldera por la que circula agua, transformándose en vapor a determinada presión y temperatura. Los gases de combustión entregan su calor circulando por distintos equipos como el sobrecalentador, economizador y precalentadores de aire. (Garcia Garrido, 2013)

Una vez que el vapor llega a la temperatura y presión deseada, es redirigido hacia una turbina, donde se expansiona, generándose una nueva transformación a energía cinética y luego en energía mecánica rotativa. El eje de la turbina se encuentra conectado a un generador eléctrico donde finalmente es transformada en energía eléctrica.

Una vez terminado el recorrido en la turbina, el vapor se condensa utilizando un condensador. El agua resultante se bombea en primer lugar a un tanque desaireador para remover el aire y precalentarla. Finalmente, el agua es inyectada nuevamente a la caldera a una presión ligeramente superior a la presión existente en el calderín de evaporación, cerrando de esta forma el ciclo agua-vapor. (Garcia Garrido, 2013)

2.1.2.3. Bioenergía (gasificación)

El biogás se genera por las reacciones de biodegradación (fermentación) de la materia orgánica, llevado a cabo por microorganismos en ausencia de oxígeno.

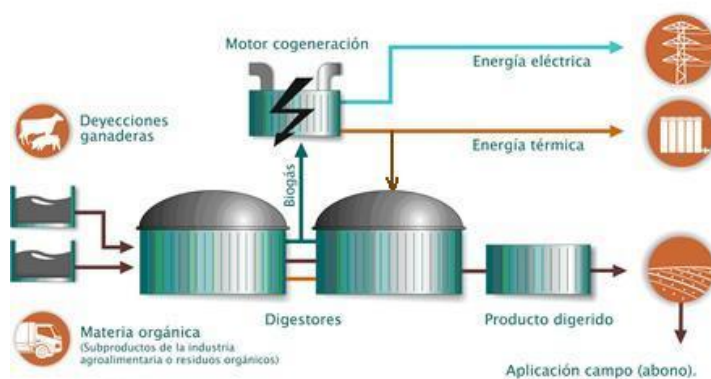


Figura 13: Diagrama de central de biogás

Fuente: (Esteve, 2012)

En una central se mezcla las deyecciones ganaderas y otros subproductos de la industria agroalimentaria o residuos orgánicos en digestores. El biogás generado es utilizado en un equipo de cogeneración donde el resultado final es la producción de energía eléctrica y térmica de origen renovable. El subproducto remanente es un buen biofertilizante para aplicar en los campos como abono. (Esteve, 2012)

2.1.2.4. Energía solar térmica

La energía proveniente del sol también se puede aprovechar en forma de calor. Una alternativa es la utilizada de torres termo solares, las cuales son instalaciones industriales de gran capacidad, donde a partir de numerosos espejos, llamados heliostatos, se concentran la luz en la superficie de la torre elevando la temperatura a miles de grados. (Figura 15).

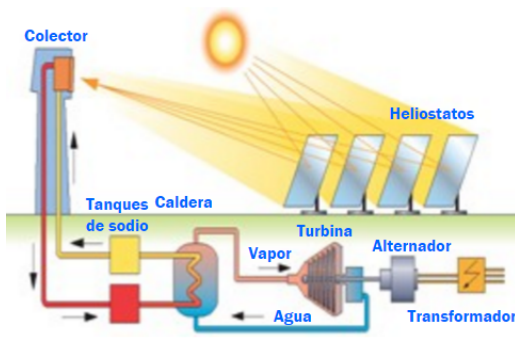


Figura 14: Diagrama de central termo solar

Fuente: (Anaya, n.d.)



Figura 15: Planta termosolar en España (Sevilla)

Fuente: (Ojea, 2007)

En la Figura 14 se observa el esquema para una central térmica donde la torre es refrigerada con sales fundidas absorbiendo el calor y transportándose a un tanque. Tras bombear las sales calientes a un intercambiador de calor por agua, se genera vapor que acciona una turbina conectada a un generador de energía eléctrica. En este caso, no es necesario utilizar un inversor debido a que la propia turbina funciona como alternador produciendo directamente la electricidad en corriente alterna. (Ojea, 2007)

2.1.2.5. Energía eólica

Un aerogenerador funciona como un molino de viento en el cual se le ha añadido una turbina eléctrica o dinamo. La energía cinética del aire en movimiento produce energía mecánica la cual, mediante un rotor y un sistema de transmisión mecánico, pone en funcionamiento un generador de energía eléctrica. Para transformar la baja velocidad de giro del eje del rotor en alta velocidad, se emplea un multiplicador (sistema de engranaje interno del molino).

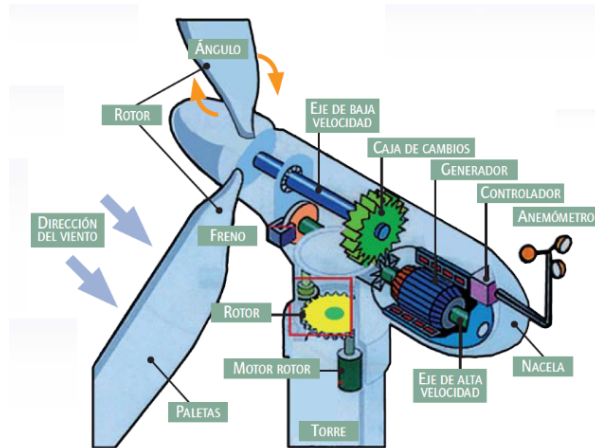


Figura 16: Diagrama de funcionamiento de un aerogenerador

Fuente: (Ojea, 2007)

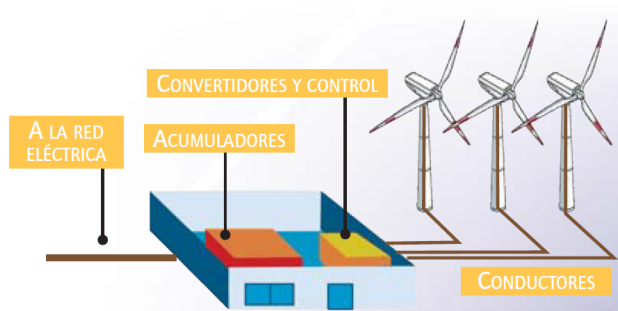


Figura 17: Diagrama de funcionamiento de un parque eólico

Fuente: (Ojea, 2007)

La mayoría de los aerogeneradores modernos cuentan con un mecanismo de orientación, utilizado para girar el rotor de la turbina y así lograr el mayor rendimiento posible. Además, el diseño suele constar de tres hélices, de eje horizontal. (Ojea, 2007)

Dentro de la energía eólica se puede diferenciar entre la eólica terrestre y la eólica marina. Esta última permite mejores rendimientos debido a velocidades del viento más constantes y laminares, pero en contrapartida, los costos de instalación y luego los de su mantenimiento, suelen ser más elevados que la tecnología terrestre. (AMARTIN, 2015)

2.1.2.6. Energía hidráulica

Una central es considerada mini hidráulica si la potencia instalada es menor o igual a 10 MW. Existen dos tipos de centrales:

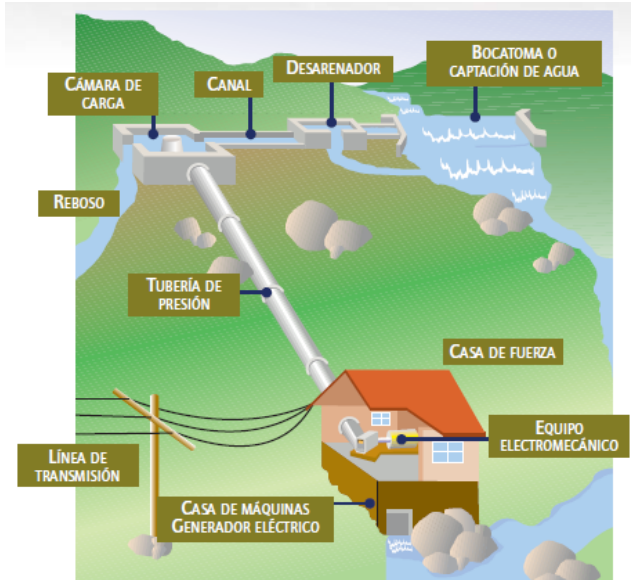


Figura 18: : Minicentral eléctrica de canal fluyente

Fuente: (Ojea, 2007)

Las de canal fluyente (Figura 18), se realiza un desvío o captación de caudal sin la necesidad de presas, para luego devolver el agua al río. Mientras que por el canal circule un caudal igual o superior al mínimo requerido, las turbinas entran en funcionamiento.

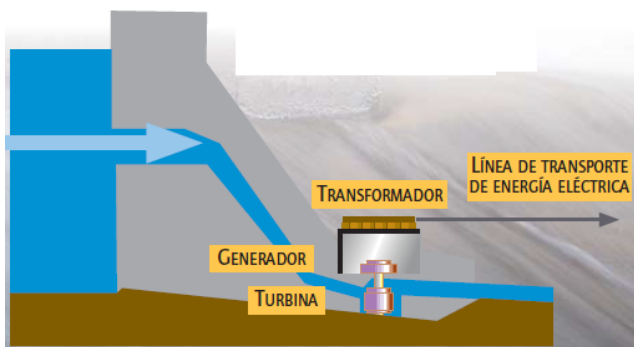


Figura 19: Diagrama de central del tipo pie de presa

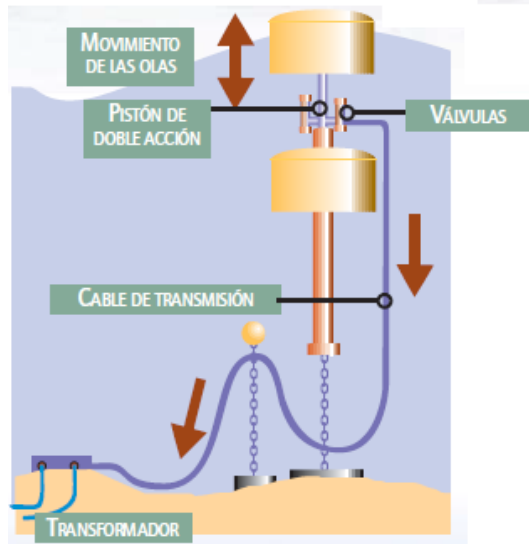
Fuente: (Ojea, 2007)

En las centrales a pie de presa (Figura 19) es necesario contar con un embalse o presa, donde se permita almacenar una gran cantidad de agua. La turbina entra en funcionamiento con la circulación del agua, regulada tanto en cantidad como en el tiempo. (Ojea, 2007)

2.1.2.7. Energía undimotriz y mareomotriz

La energía undimotriz, se produce gracias al movimiento realizado por las olas, donde la fuerza es tomada por turbinas generadoras de electricidad. Las tecnologías más utilizadas son las siguientes:

Figura 20: Diagrama de boya basculante

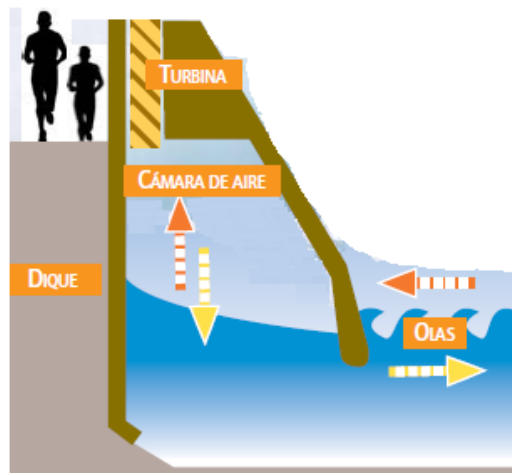


Fuente: (Ojea, 2007)

Consta de boyas situadas frente a la costa donde toman el movimiento vertical, producido por el oleaje para generar energía. Cada boya posee una bomba hidráulica que traslada la energía mecánica generada a un alternador. La corriente producida puede ser transmitida a tierra mediante un cable submarino.

Figura 21: Diagrama de sistema de columna de agua oscilante

Fuente: (Ojea, 2007)



En estos sistemas se cuenta con una cámara semi-sumergida y abierta por debajo del nivel del mar. La oscilación del agua dentro de la misma, genera un cambio de presión del aire por encima del agua. La corriente de aire a presión es la que pone en funcionamiento a la turbina.

Cuando llega la ola, presiona el aire hacia arriba, cuando se retira la misma, el aire es succionado y pasa nuevamente por la turbina.

La energía mareomotriz, es producida por grandes centrales donde es necesaria una gran infraestructura, generando un gran impacto ambiental. En las mismas, se almacena el agua en la pleamar y luego se libera en la bajamar.

2.1.2.8. Energía geotérmica

Las locaciones con actividad volcánica y temperaturas superiores a 100-150°C, generalmente pueden ser aprovechadas para producir energía eléctrica. A menudo en estos tipos de terrenos, en el subsuelo se encuentran capas freáticas, donde el agua se calienta y asciende en forma de vapor. El mismo puede ser utilizado para directamente accionar una turbina de vapor u, otra alternativa es hacerlo circular hacia un intercambiador de calor, donde calentará agua de otro circuito aislado. De esta manera, se permite volver a inyectar el agua templada al acuífero para evitar agotarlo. La ventaja de la última metodología mencionada es que no se genera tantas pérdidas de vapor. (Ojea, 2007)

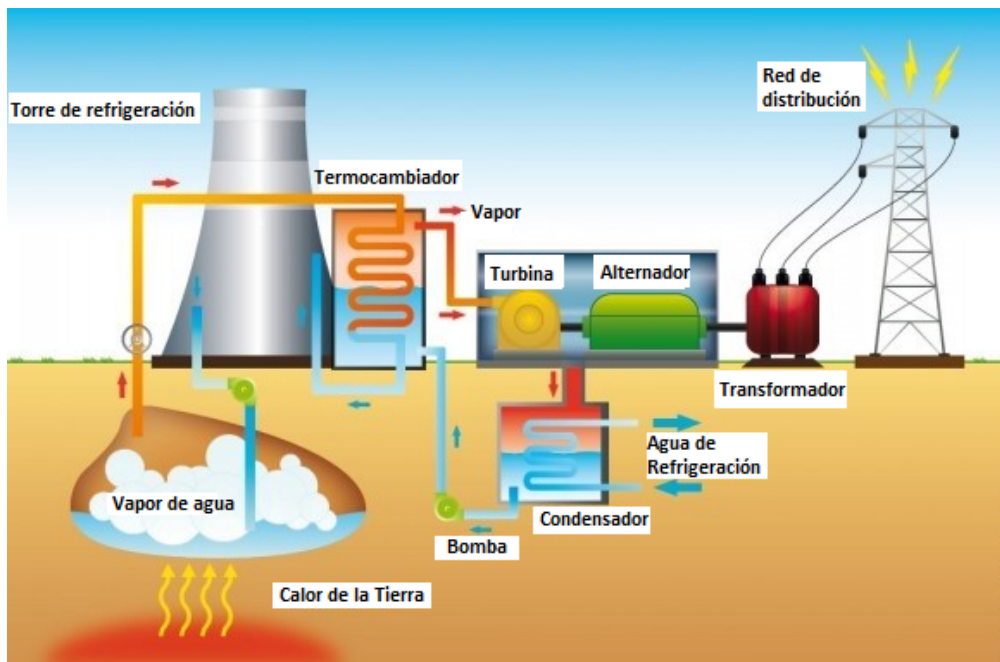


Figura 22: Diagrama de central geotérmica

Fuente: (Central geotérmica, n.d.)

Otra metodología utilizada en yacimientos secos, donde se encuentran materiales y piedras calientes, es captar el calor contenido en el subsuelo utilizando un intercambiador enterrado. En el mismo se le hace circular un fluido, normalmente una solución de agua con anticongelante, que se calienta a medida que recorre el lazo para luego generar vapor y accionar una turbina. (Wikipedia, 2015)

2.2. Relación entre la generación de energía y el efecto invernadero

Como se ha analizado en capítulos anteriores, el cambio climático es una amenaza real, donde uno de los grandes factores que lo impulsa es la cantidad de emisiones realizadas de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera terrestre. Muchos países desarrollan estrategias para mitigar sus emisiones tomando como pilar la descarbonización de su sector eléctrico, es decir, instalando plantas de generación eléctrica renovable.

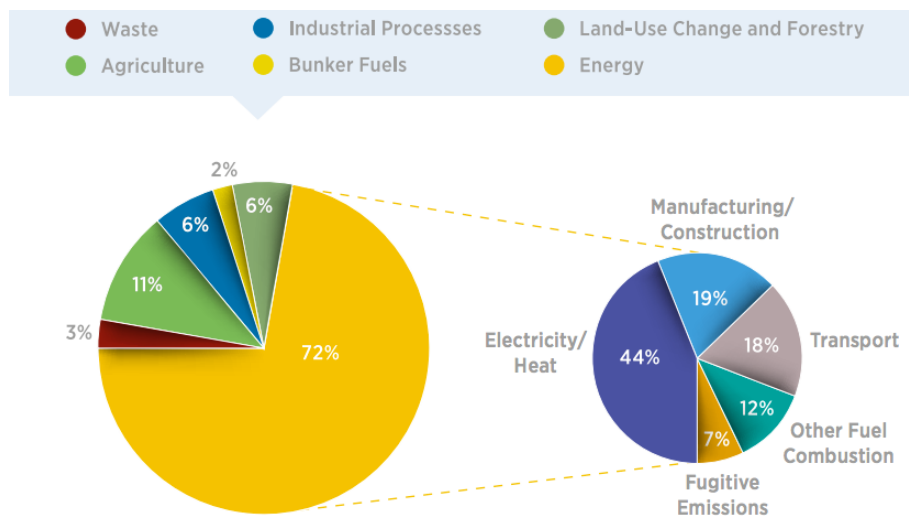


Figura 23: Emisiones de gases efecto invernadero por sector

Fuente: (IRENA, 2015b)

En la Figura 23 se puede observar que dos tercios de las emisiones totales anuales de gases de efecto invernadero corresponden a la utilización de energía, principalmente en la generación, tanto eléctrica como térmica, seguido por los sectores de manufactura y transporte. (IRENA, 2015b). Este ratio justificaría la creciente tendencia de las inversiones mundiales hacia el desarrollo de energías renovables, tanto en países en desarrollo como desarrollados, realizadas en los últimos años. (IRENA, 2015). En la sección 2.6 se desarrollará este último punto.

2.3. Cambios en la cadena de valor de la energía

De acuerdo a las tecnologías descritas en la sección anterior, el origen de la energía puede provenir de distintas fuentes primarias. A continuación, se presenta un resumen identificando las formas en que son transportadas y a su vez, la metodología utilizada de conversión para entregarla finalmente al consumidor final:

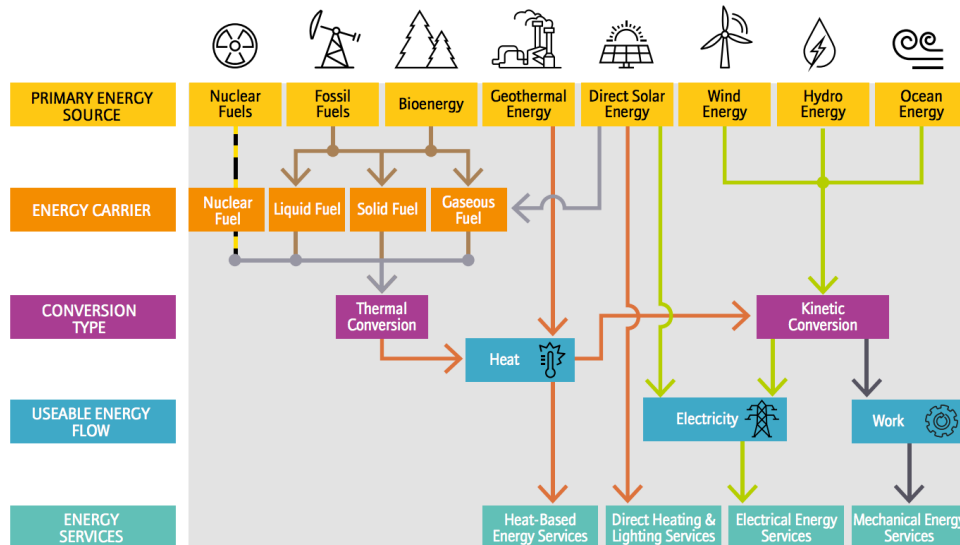


Figura 24: Camino ilustrativo de la energía desde la fuente al servicio final.

Fuente: (Towards, 2017)

De acuerdo a la Figura 24 y a lo explicado en secciones anteriores, la energía solar puede ser convertida en calor o en electricidad. Por otra parte, los combustibles fósiles se encuentran disponibles como sólidos (carbón), líquido (petróleo) y gaseoso (gas natural) pudiendo entregar calor al consumidor final o utilizarlo para generar energía cinética y así activar maquinaria, como, por ejemplo, el motor de combustión de un automóvil.

Pensar en cambiar los combustibles fósiles por energías renovables, requerirá no solo una gran inversión en nuevas centrales de generación sino también, se debe repensar y rediseñar maquinarias. Continuando con el ejemplo del automóvil, se debería pasar de motores de combustión interna a motores eléctricos y lograr que estos últimos sean eficientes. Además, una gran inversión en infraestructura sería necesaria debido a que se dejarían de utilizar cañerías y tanques de almacenamiento de combustible líquido y gaseoso para pasar a utilizar red de tendidos eléctricos. (Towards, 2017)

2.4. Cambio de paradigma. De centrales grande a pequeñas.

Cada vez más expertos en generación eléctrica están convencidos de que el concepto de instalar grandes plantas de generación de energía, con niveles de producción fijos, es del pasado. Hoy día, es necesario pensar en plantas que puedan generar energía en forma flexible. Es decir, se deben utilizar tecnologías como la solar o eólica, donde es posible pensar en instalar pequeñas unidades ubicadas en forma cercana del consumidor final y utilizarlas de acuerdo sea necesario. (Towards, 2017)

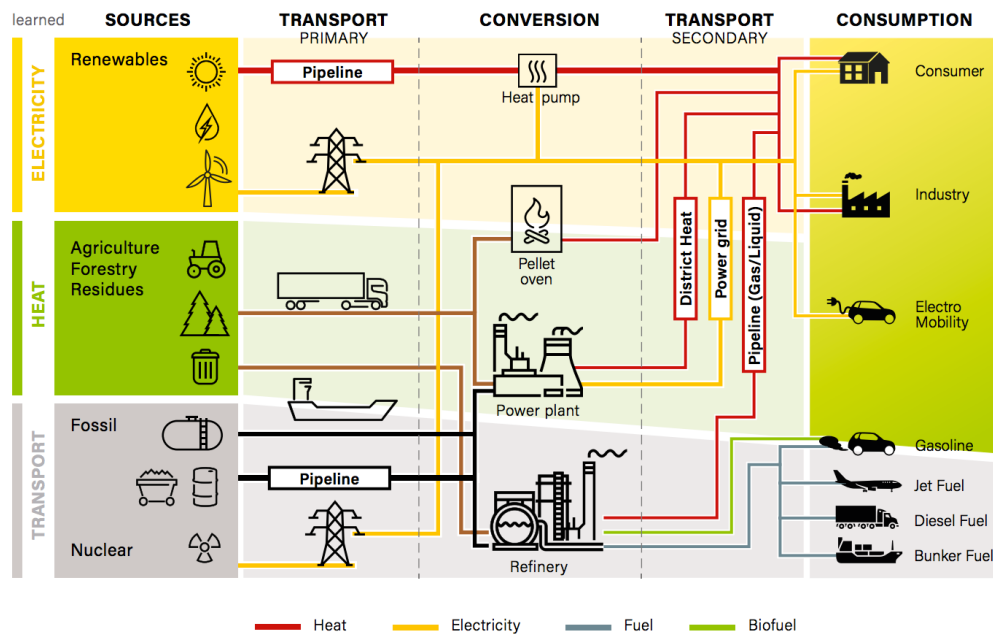


Figura 25: Energía y la interconexión entre sectores.

Fuente: (Towards, 2017)

Las plantas que usualmente utilizan combustibles fósiles, deben operar a capacidad máxima sin importar la cantidad de energía eléctrica solicitada por el consumidor en un momento determinado de tiempo. Generalmente estas centrales no pueden hacer saltos bruscos en sus niveles de generación ya que requieren mucho tiempo y costos de puesta en marcha.

Con respecto al sector del transporte, cada día se vincula más con el sector eléctrico que con el de los combustibles fósiles. Hoy día muchos trenes, metros, tranvías y autos utilizan energía eléctrica para funcionar y es una tendencia que se encuentra en crecimiento.

Desarrollar una matriz eléctrica combinando distintas tecnologías permitiría obtener una oferta de energía flexible y eficiente. (Towards, 2017)

2.5. Matriz energética mundial - países desarrollados vs en desarrollo

En los países desarrollados, la demanda de energía creció en forma lenta. Por otro lado, en los países en desarrollo, la demanda de energía creció en forma más acelerada. Esto provocó que sea más factible la instalación de nuevas centrales de generación renovable en estos últimos. Es de esperarse que la renovación de la infraestructura y tecnologías de generación ocurra más rápidamente en los países en desarrollo. (Towards, 2017)

A continuación se presenta la evolución a través del tiempo de la matriz energética mundial desde el año 2003 hasta el año 2015.

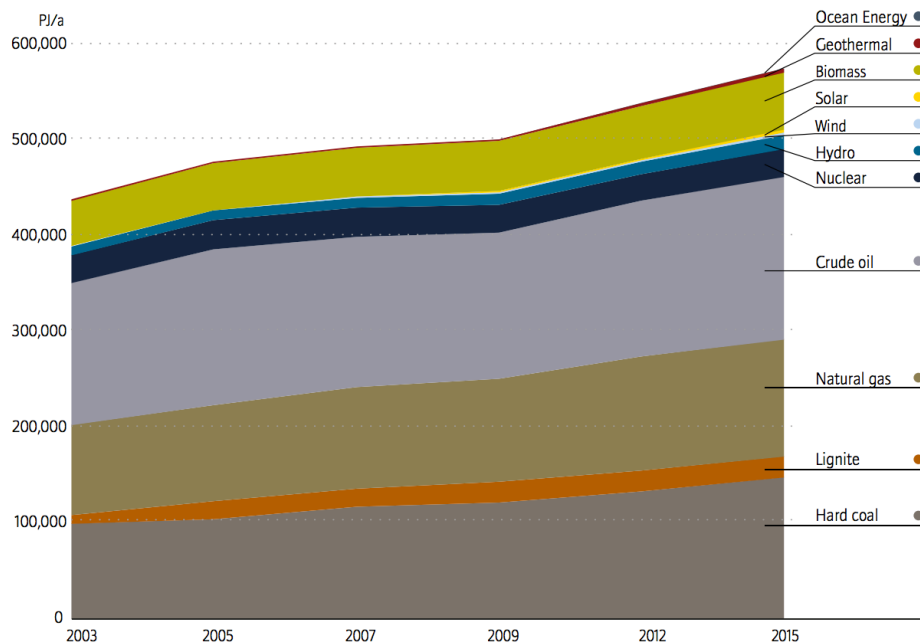


Figura 26: Evolución de la generación de energía mundial (2003-2015)

Fuente: (Towards, 2017)

A pesar que en los últimos años han crecido las energías renovables, en algunos países aún se continúan eligiendo centrales a base de combustibles fósiles. De acuerdo a datos obtenidos en el año 2014 (Figura 26), el 19,2% de la energía generada en el mundo es de origen renovable. Algunos especialistas en el tema esperan que para el año 2050, gran parte de la matriz eléctrica mundial sea transformada a renovable. (Towards, 2017)

En las décadas pasadas, la generación de energía eléctrica renovable ha crecido considerablemente. Mientras que las tecnologías solar y eólica han sido claramente las dominantes, creciendo a porcentajes de doble dígito, la tecnología hidroeléctrica ha permanecido con volúmenes altos de generación, especialmente en China. La capacidad total de generación solar se ha incrementado por un factor de 10, mientras las plantas geotérmicas duplicaron su capacidad de un total de 7.974 MW en el año 2000 para terminar con 13.200 MW en el año 2015.(Figura 27) (Towards, 2017)

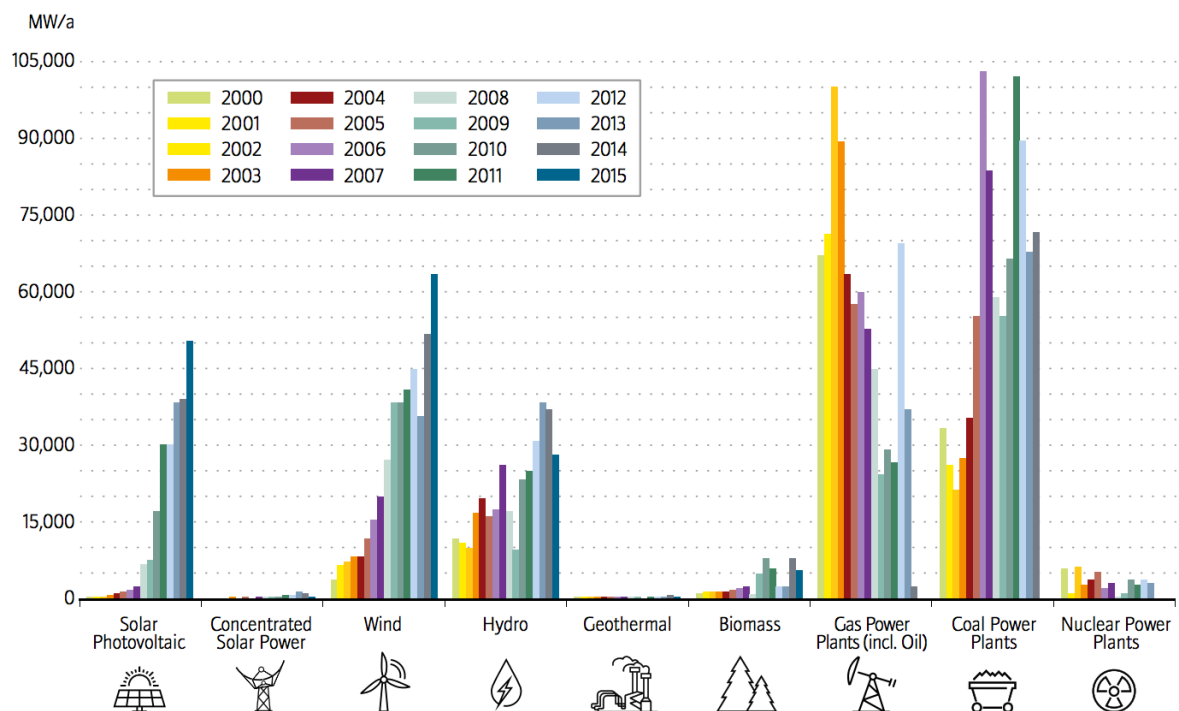


Figura 27: Evolución de capacidad instalada mundial (2000-2015)

Fuente: (Towards, 2017)

Con respecto a la generación mediante combustibles fósiles, se han instalado, sobretodo en China, nuevas plantas con una vida útil estimada de 40 años. Pensar que en año 2050 toda la oferta mundial de energía sea de origen renovable se ve dificultoso considerando que se deberían cerrar dichas instalaciones, asumiendo grandes pérdidas los inversores involucrados. (Towards, 2017)

2.6. Evolución de inversiones en energías renovables

Las inversiones globales para el desarrollo de energías renovables han tenido una tendencia alcista durante la década pasada, alcanzando en el año 2014 los US\$ 270 billones (Figura 28). Igualmente, según la agencia IRENA, para poder cumplir con los acuerdos medioambientales y continuar impulsando las energías renovables, para el año 2020 sería necesario el doble de inversión a comparación con el nivel actual, alcanzando los US\$ 500 billones. Entre el periodo 2021 y 2030, las inversiones deberían escalar a US\$ 900 billones.

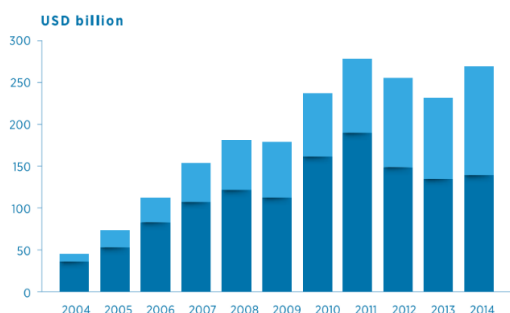


Figura 28: Evolución de inversiones anuales globales (sin considerar PAH)

Fuente: (IRENA, 2015b)

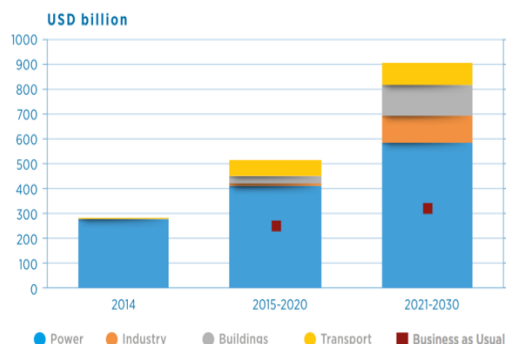


Figura 29: Necesidad de inversión abierta por sector

Fuente: (IRENA, 2015b)

Analizando la Figura 29, la mayoría de las inversiones serán dirigidas al sector de “generación” de energía, impulsadas por la creciente demanda en Asia, Europa y Estados Unidos. En menor medida pero para tener en cuenta, será la transformación del sector de transporte. (IRENA, 2015b)

A futuro, la inversión pública sola no alcanzará para llegar a los niveles mencionados pero si puede servir como impulso para movilizar al sector privado. Este efecto se presenta en algunos países, donde se ofrecen incentivos fiscales para la inversión en energías renovables. Muchas expectativas están colocadas en los países en desarrollo, donde la necesidad de energía crece con mayor aceleración que en los países desarrollados. (IRENA, 2015b)

2.7. Potencial Mundial para el desarrollo de energías renovables

A continuación se presenta el potencial total teórico de generación de energía renovable posible de alcanzar para el año 2050. En la Figura 30, se encuentra cuantificada para cada región del mundo, la cantidad de veces en donde el potencial de generación supera la demanda actual de energía. Por ejemplo, con la tecnología que se posee hoy día, en China y Europa se podría generar 2,5 veces su demanda actual de energía requerida. En el caso de África, sería factible generar 200 veces su demanda actual de energía.

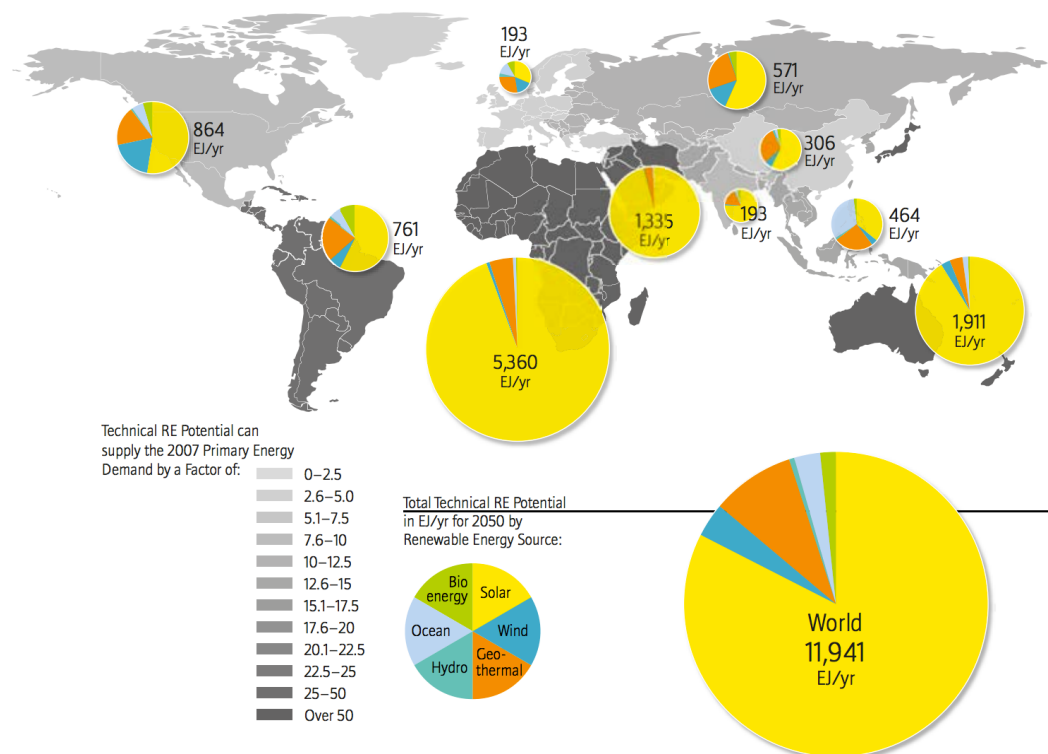


Figura 30: Potencial de generación de energía mundial en EJ/año para el año 2050

Fuente: (Towards, 2017)

A pesar de observar un gran potencial, el poder materializarlo requiere grandes niveles de inversión donde hoy día, la capacidad de financiamiento es limitada y, por otra parte, la tecnología de almacenamiento y transporte de energía eléctrica aún no es muy eficiente. Igualmente, a medida que transcurren los años, es de esperar que se observen mejoras en las economías de escala, sobre todo para las tecnologías de generación solar y eólica, dando indicios que, con el tiempo, se podría alcanzar a desarrollar la matriz eléctrica mundial con una alta participación de tecnologías de generación eléctrica renovables. (Towards, 2017)

CAPITULO 3: MERCADO ELECTRICO ARGENTINO

“La sociedad argentina estuvo subsidiando, bancando una discriminación en cuanto a la aplicación del costo de generación y distribución por un monto de 51 mil millones de dólares, eso ha sido el subsidio de generación en los últimos años.”

(Aranguren, 2016)

En el capítulo anterior se distinguió que, para lograr transformar la matriz eléctrica mundial, será necesario realizar grandes niveles de inversiones. Para poder efectuarlas, será determinante la participación tanto de los estados nacionales como del sector privado. Por otra parte, también se identificó que los países en desarrollo, debido a su creciente demanda de energía, son potenciales candidatos para que ocurra la transformación más rápidamente que en los países desarrollados. Con el fin de continuar con esta línea de pensamiento y empezar a enfocar el estudio hacia las oportunidades que puede ofrecer Argentina (país en desarrollo), en este capítulo se comenzará analizando la situación económica que vive actualmente el mismo, con el fin de entender los principales problemas y desafíos que tiene para enfrentar a futuro. Además, se mencionarán las medidas que el gobierno está implementando para alcanzar los objetivos económicos propuestos y, por otra parte, se buscará entender el funcionamiento del mercado eléctrico argentino con el fin de obtener un panorama de su situación actual y, a la vez, relacionarla con la situación económica que vive el país hoy día.

3.1. Situación actual y expectativas de la macroeconómico argentina

Durante varios años, Argentina ha subsidiado servicios como los de energía y medios de transporte públicos a través de emisión de moneda. Además, ha creado numerosos planes sociales donde al año 2017, en términos poblacional, casi el 50% de la misma es beneficiada por alguno de los programas de seguridad social (aunque hay que tener en cuenta que una persona puede poseer más de un beneficio). Como consecuencia, el país ha vivido y continúa experimentando un elevado efecto inflacionario en los precios, siendo muy superior en comparación a otros países del mundo y de la región. En consecuencia, este tipo de política ha desincentivado la materialización de inversiones privadas en el país, ocasionando que el mismo no crezca si no que,

por el contrario, se genere un déficit fiscal, es decir, hoy día en el país se gasta más de lo que produce. (CESO, 2016)

Con el fin de cuantificar el impacto de los subsidios y servicios sociales en la economía argentina, se analizaron los ingresos y gastos de la administración pública nacional publicados en el presupuesto oficial del año 2017. En la Tabla 1, para el año mencionado, se identifica una disponibilidad de ingresos por el 19.31% del PBI argentino. Por otra parte, se necesitará el 24.24% del PBI para cubrir los gastos y compromisos de deuda. En consecuencia, se prevé un déficit fiscal para el año 2017 del 4.93%.

Las principales categorías que componen el gasto público nacional son las de “Servicios Sociales” y “Servicios Económicos”.

Tabla 1: Ingresos y Gastos de la Administración Pública Nacional.

Finalidad - Función	Presupuesto 2017	
	% Total	% PBI
Total recursos	100,00%	19,31%
Corrientes	99,80%	19,27%
Capital	0,20%	0,04%
Total gastos primarios	90%	21,70%
Administración gubernamental	5,83%	1,41%
Servicio de defensa y seguridad	5,34%	1,30%
Servicios sociales	64,00%	15,51%
Servicios económicos	14,36%	3,48%
Deuda pública	10,48%	2,54%
Total gastos	100,00%	24,24%
Resultado primario		-2,43%
Resultado financiero		-4,93%

Jubilaciones y pensiones	12,38%
Asignaciones familiares	3,13%
Energía, comb y minería	1,73%
Transporte	1,30%
Otros	0,45%

○ Subsidios

Conceptos

PBI Corriente (\$ miles millones)	9.749.993
Resultado primario	(Ingreso corriente) - (Gasto total) antes del pago de intereses de la deuda
Resultado financiero	(Ingreso total) - (Gasto total) corriente y de capital

Fuente: Elaboración propia con datos del Presupuesto Nacional 2017 (CESO, 2016) y (ATE, 2016)

Analizando la primera categoría, se observa que un 12.38% del PBI se utiliza para pagar jubilaciones y pensiones. Por otro lado, un 3.13% del PBI es empleado para cubrir todos los planes sociales entregados por el gobierno. En los mismos se incluyen las asignaciones universales por hijo, de maternidad,

ayuda escolar anual, seguros de desempleo y otros. La categoría “Servicios sociales” requiere el 80% de los ingresos públicos nacionales.

Estudiando en detalle los “Servicios Económicos”, se observa que se componen principalmente por subsidios a la energía y al transporte público. Cabe destacar que, con la quita de estos subsidios, se resolvería el 70,5% del déficit fiscal (3.48% de “Servicios económicos” / 4.93% de “déficit fiscal”).

A fines del año 2015, asumió un nuevo gobierno, el cual puso en marcha planes para tratar de reducir gastos en las categorías mencionadas. Para lograr disminuir la categoría de “Servicios Sociales”, el gobierno anunció el “Plan Empalme” que busca transformar en trabajo reales los planes asistenciales que gestiona el ministerio de Trabajo. El Estado le dará el monto del plan a la empresa que contrate a un desocupado. A su vez, el mismo, continuará cobrando un subsidio por un plazo de 24 meses. Si el trabajador es despedido vuelve a cobrar el subsidio. (Cronista, 2017)

Por otro lado, para atacar los subsidios observados en la categoría “Servicios económicos”, durante el año 2016 se duplicaron las tarifas de tren, subte y colectivos. Durante el 2017 se tiene planeado continuar con los ajustes. (Infobae, 2017)

Como se comentó anteriormente, en la Figura 31 se aprecia que para el año 2019, se tiene planificado quitar los subsidios a la energía en forma progresiva tanto para los usuarios residenciales como para los grandes usuarios, siendo estos últimos los que consumen más de 300 Kw de potencia. (Obarrio, 2016)

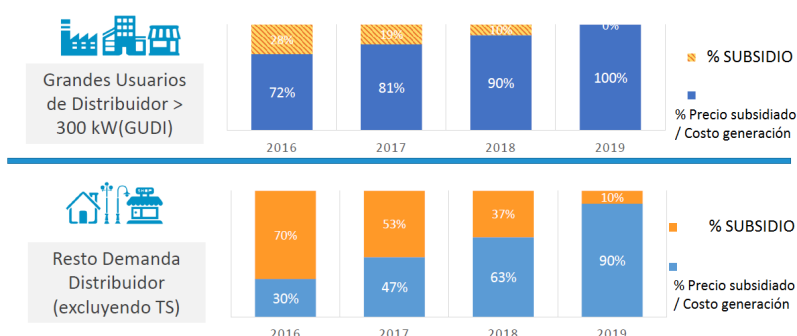


Figura 31: Plan de quita de subsidios al 2019

Fuente: (Ministerio de Energía y Minería, 2016)

Con respecto al tipo de cambio, en diciembre del año 2015, el nuevo gobierno levantó las restricciones cambiarias y colocó al peso argentino bajo un régimen de flotación administrada. Durante el primer día de comercio sin restricciones, hubo una devaluación del peso de un 30% (\$9.84 a 13.94 \$ por dólar). Actualmente cotiza alrededor de los 16 pesos por dólar. Según economistas e inversores, la implementación de esta medida estabilizará la moneda a los niveles que fija el mercado e incrementará la confianza de los inversores. (PWC, 2017)

Para tratar de predecir el comportamiento de las variables económicas en un futuro cercano, se tomó un relevamiento de expectativas de mercado (REM), llevado a cabo por el Banco Central. El relevamiento se conformó con 54 informantes (30 consultoras y centros de investigación locales, 15 entidades financieras de Argentina y 9 analistas extranjeros). (Banco Central de la República Argentina, 2017). Como se verá a continuación, en los próximos años se espera una disminución de la tasa de inflación y un crecimiento de PBI en la Argentina.

De acuerdo al informe mencionado, en la Figura 32, se observa que para fines del año 2017, el pronóstico de la inflación es de 20.5%. Por otra parte, a mediano plazo la expectativa de la inflación nacional para los próximos 12 meses se redujo hasta 17.5%. En tanto, para el año 2019, se espera una menor inflación por 9.8%. (Banco Central de la República Argentina, 2017)

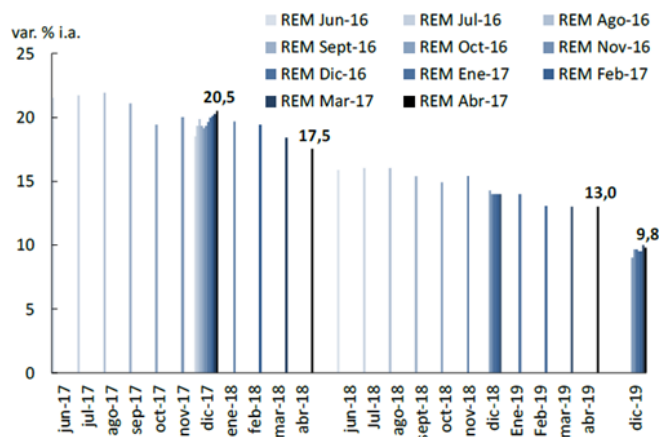


Figura 32: Inflación anual - IPC Nacional

Fuente: (Banco Central de la República Argentina, 2017)

De acuerdo a la Figura 33, para los participantes del REM, se espera un crecimiento de la economía argentina del 2.7% PBI para fines del año 2017, un 3.0% del PBI para el 2018 y un 3.4% del PBI para el 2019. Teniendo en cuenta que en el año 2016, según lo informado por el INDEC, la economía cayó 2.3% de PBI, los escenarios esperados son favorables aunque, de acuerdo al presupuesto del año 2017 en donde la administración pública nacional proyectaba un crecimiento del PBI del 3.5%, las expectativas del mercado indicarían que no se logrará cumplir. (Banco Central de la República Argentina, 2017)

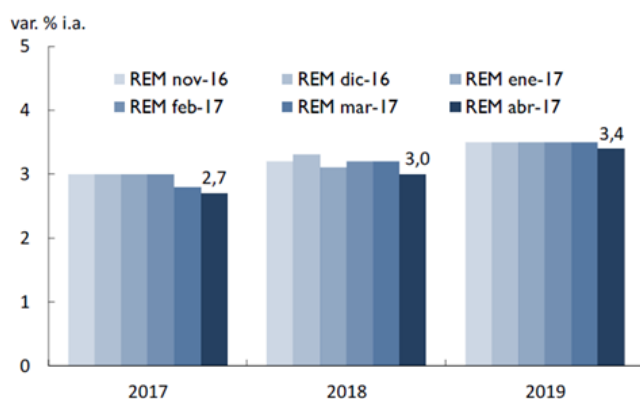


Figura 33: Crecimiento del PBI

Fuente: (Banco Central de la República Argentina, 2017)

Habiendo comprendido la situación económica actual del país, sus puntos a mejorar, los planes llevados a cabo por el gobierno y las expectativas favorables que distintos informantes proyectan a mediano plazo, las cuales permitirían que Argentina vuelva a cobrar importancia dentro de los mercados internacionales, en la próxima sección se pasará a estudiar la infraestructura del sistema eléctrico con el fin de comprender su situación actual y a su vez, también identificar oportunidades de mejora relacionadas con el desarrollo de energías renovables.

3.2. Infraestructura del sistema eléctrico argentino

La estructura de la red eléctrica de Argentina está compuesta por cuatro actores principales:

- Los generadores de la energía eléctrica
- Los transportistas de la electricidad.
- Los distribuidores de la electricidad a los consumidores finales.
- Los consumidores finales tanto residenciales como los grandes usuarios.

Las transacciones entre los diferentes actores de la industria de la electricidad, se llevan a cabo a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), organizado como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y determinados grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender energía eléctrica a precios establecidos por la oferta y la demanda.

La entidad sin fines de lucro encargada de la gestión del MEM es CAMMESA, la cual establece las bases para el cálculo de tarifas, compra y/o vende energía eléctrica en el exterior, planifica las necesidades de capacidad de carga y administra los combustibles para los generadores. (Pampa Energía, 2017)

Con respecto a los mercados, hay dos tipos, uno a “Término” en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores. En segundo lugar, existe un mercado “Spot”, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de generación. En la Figura 34, se diagrama las relaciones entre los diversos actores del MEM. A lo largo de este capítulo, se profundizará en cada uno de ellos.

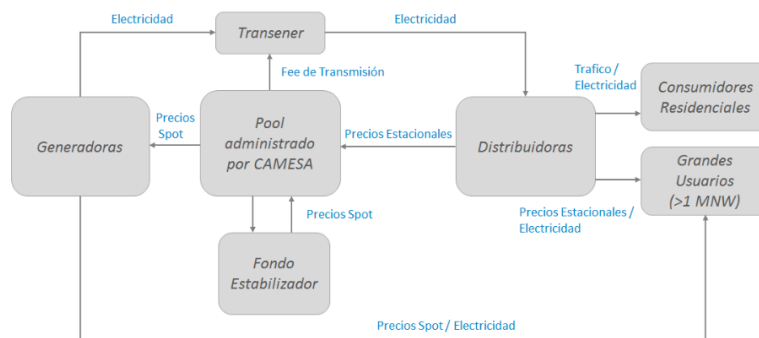


Figura 34: Infraestructura del sistema eléctrico argentino

Fuente: (Pampa Energía, 2017)

3.2.1. Generadores

Hacia marzo del año 2017, la potencia instalada en la Argentina era de 34.567 MW. La tasa de crecimiento anual de la misma pasó de ser del 5,3% entre los años 1993 y 2002 a ser de 2,59% en los últimos 15 años. En la Figura 35, se observa que existe una marcada dependencia de la energía térmica, la cual representa el 67% de la matriz energética, seguida por la hidroeléctrica con el 27%. En la actualidad, las fuentes renovables representan solo el 2% de la matriz. Con respecto a la localización de las centrales, el 46% de la generación proviene de Buenos Aires y el Litoral, seguido por la región Comahue con el 16%. (CAMMESA, 2017)

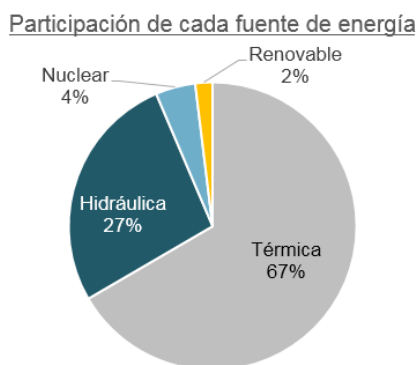


Figura 35: Esquema de matriz energética argentina

Fuente: (CAMMESA, 2017)

En la Figura 36 se visualiza que la generación de renovables prácticamente se ha mantenido igual desde el año 2011, identificándose una leve pendiente creciente.

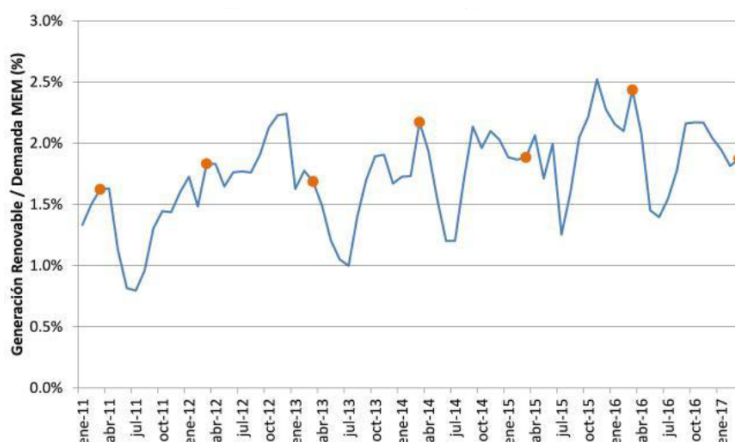


Figura 36: Energía renovable como porcentaje de la generación total

Fuente: (AGUEERA, 2017)

Con respecto a la cantidad de GWh generados a lo largo de cada día, la misma depende de la hora, condiciones meteorológicas, nivel de actividad industrial y otros factores económicos. En la Figura 37 se aprecia que en el intervalo de años 2015 a 2017, los niveles de generación fueron prácticamente similares, habiendo una estacionalidad marcada en los meses de pleno verano y pleno invierno.

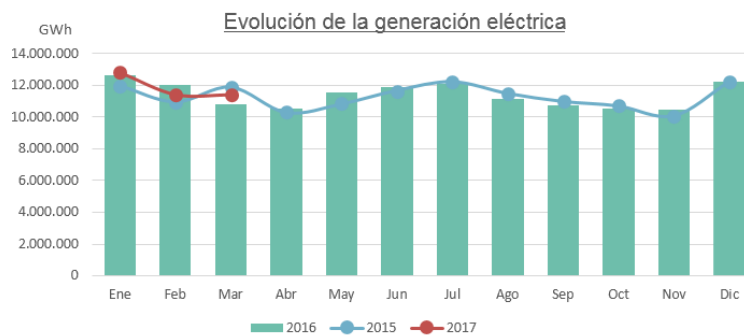


Figura 37: Evolución de la generación eléctrica

Fuente: (CAMMESA, 2017)

El mercado de los generadores es de libre competencia, es decir, el estado compra energía eléctrica a los que posean precios más competitivos. Los mismos tienen la opción de celebrar contratos con distribuidores o grandes usuarios y/o colocar su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte o distribución. Los únicos generadores que necesitan una concesión por parte del gobierno para poder operar, son los hidráulicos. (BBVA, 2016)

En la Figura 38, se identifican los seis principales grupos que concentran el 53% de la capacidad instalada, en su mayoría operando más de una central generadora.

GRUPO	SHARE	SHARE ACUMULADO	GENERADORES DESTACADOS
enel	14%	14%	Enel Generación Costanera Enel Generación El Chocón
sadesa	12%	26%	Central Puerto Piedra del Águila
Pampa Energía	10%	36%	Genelba Loma de la Lata
AES	8%	44%	AES Alicura AES Paraná
EPEC	6%	50%	Central Termoeléctrica Bicentenario Central Hidráulica Río Grande
ENARSA <small>Energía Argentina S.A.</small>	3%	53%	

Figura 38: Principales grupos de generadores de energía eléctrica en Argentina

Fuente: (BBVA, 2016)

Hoy día se cuenta con 288 generadores conectados al mercado eléctrico mayorista de Argentina, 25 autogeneradores (consumen su propia energía) y 3 cogeneradores (producen energía eléctrica y térmica como vapor o agua caliente para utilizarlos en sus procesos de fabricación). Con respecto a la importación de energía, representa el 1% de la generación, proviniendo un 39,88% de Brasil, un 40,29% de Uruguay, el resto de Chile y Paraguay. (CAMMESA, 2017)

Como se ha mencionado, el mix de generación argentino se basa principalmente en energía hidráulica y térmica. Para este último se necesitan combustibles fósiles de los cuales el 50% se importa del extranjero. En la Figura 39, se observa la matriz energética al año 2015, donde se señala que la importación de gas natural proviene en gran parte del exterior. Esta dependencia energética debilita la posición estratégica de la matriz en materia de seguridad de suministro. (PWC, 2017)

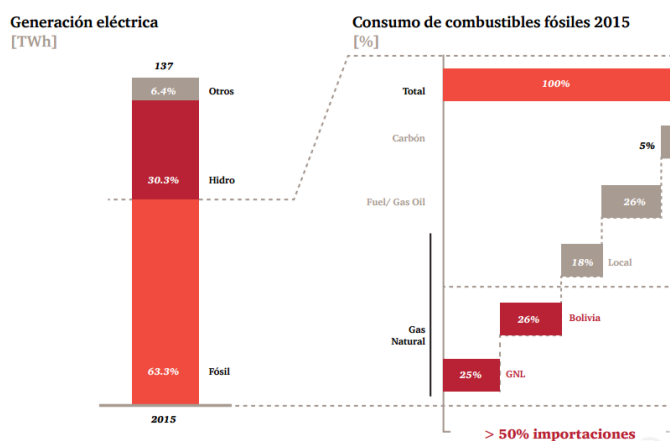


Figura 39: Consumo de combustible fósiles (2015)

Fuente: (PWC, 2017)

Valorizando las compras del año 2014 (costos y logística), el gasto incurrido en gasoil representó aproximadamente 1.200 millones de dólares. Si a estas importaciones se le añaden las de gas natural licuado y fuel oil, se llega a un total de 10.000 millones de dólares. (CADER, 2015)

Para concluir con la descripción de los generadores del sistema eléctrico argentino, en la Figura 40, se realiza una comparación de los costos de generación para diferentes alternativas del parque térmico al año 2015. Para el armado del mismo se tienen en cuenta los costos de combustibles (Comb), costos de amortización (C.Cap), gastos operativos y de mantenimiento tanto variables como fijos (V O&M, F O&M).

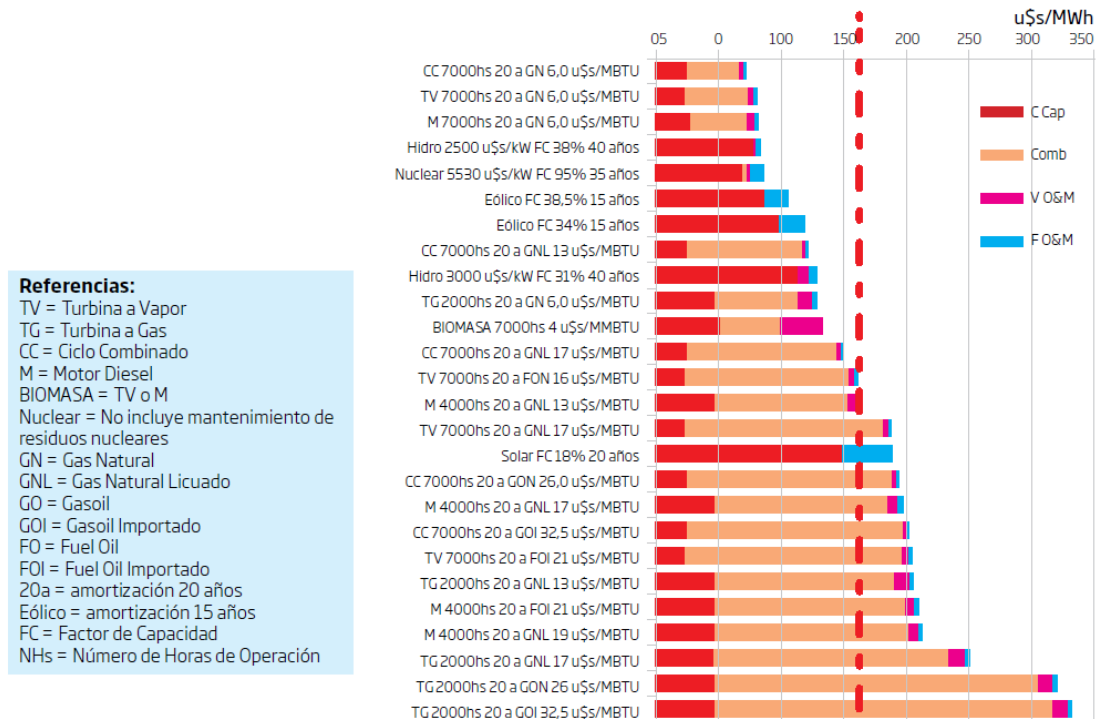


Figura 40: Comparación de costos de generación de energía eléctrica

Fuente: (CADER, 2015)

Adicionalmente, se agrega una línea punteada que representa exclusivamente el costo variable del combustible utilizado por las alternativas más costosas del sistema. El mismo corresponde a la generación distribuida contratada con los valores promedio en 2014, tomando datos publicados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA).

En la figura mencionada, se puede visualizar que gran parte de las máquinas supera los 200 U\$/MWh donde algunas hasta alcanzan los 300 U\$/MWh.

En el capítulo 4 se estudiarán los resultados obtenidos en las licitaciones realizadas durante el año 2016, para la contratación de energía a partir de fuentes renovables (Plan Renovar - Ronda 1.0 y 1.5). En el mismo, se compararán los precios adjudicados con los costos mencionados para evaluar si resulta conveniente continuar importando combustibles fósiles para abastecer centrales térmicas o, por el contrario, instalar centrales de generación de energías renovables es una mejor opción.

3.2.2. Transporte

Todas las centrales generadoras de electricidad de Argentina están interconectadas mediante el “Sistema Argentino de Interconexión” (SADI), permitiendo transportar la energía a cualquier parte del país. Debido a las grandes distancias que la energía eléctrica debe recorrer, ésta debe ser transportada en alta tensión. De esta manera se contrarresta un efecto de la naturaleza conocido como “Efecto Joule” y así ganar mayor eficiencia al no perder tanto calor por recalentamiento de los cables. (YouBioit, 2016)

El transporte de la electricidad mediante el SADI, se realiza utilizando dos subsistemas:

- Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT): Opera a 500 KV y transporta energía eléctrica entre las distintas regiones del país. La empresa “Transener” es la única entidad a cargo del STAT.
- Sistema de Dsistribución Troncal (STDT): Opera a 132/220 kv y conecta generadores distribuidos y grandes usuarios dentro de la misma región. En la Figura 41, se señalan las seis compañías dentro de este sistema.



Figura 41: Sistema de distribución troncal

Fuente: (Ucea, 2013)

El servicio de transporte se lleva a cabo a través de concesiones, las cuales se asignan periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte solo tienen la responsabilidad de la operación y mantenimiento de sus redes, pero no de expandir el sistema. (Pampa Energía, 2017)

3.2.3. Distribuidores

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con la obligación de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a un precio establecido. De acuerdo a la zona geográfica, el costo de distribución es determinado por el Gobierno Nacional o es regulado por entes provinciales.

Edenor y Edesur son regulados por el Gobierno Nacional. El primero es una entidad que tiene un área de concesión de 3.309 km², con la que cubre zona sur de Capital Federal y doce partidos de la provincia de Buenos Aires. Por otra parte, Edenor posee un área de concesión del noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires. En la Tabla 2 se detallan las empresas reguladas por entes provinciales.

Tabla 2: Empresas reguladas por entes provinciales

Empresa	Area (km ²)	Cantidad de Clientes	Empresa	Area (km ²)	Cantidad de Clientes	Empresa	Area (km ²)	Cantidad de Clientes
EPESF (Santa Fe)	133.696	1.276.611	EDELAP (La Plata)	5.780	346.249	ESJSA (San Juan)	85.226	215.937
EPEC (Córdoba)	165.321	1.028.404	EDEN (Buenos Aires)	109.141	363.451	EDESA (Salta)	155.488	327.947
EDEMSA (Mendoza)	109.908	421.261	EDEA (Provincia de Bs. As.)	105.438	518.317	EDESAL (San Luis)	76.748	173.698
ENERSA (Entre Ríos)	56.287	349.242	EDET (Tucumán)	22.524	488.520	EDELAR (La Rioja)	89.680	132.525
			EMSA (Misiones)	16.206	213.801			

Fuente: Elaboración propia con datos de informe (BBVA, 2016)

A diferencia de las entes bajo regulación nacional (Edenor y Edesur), la gran mayoría de las entidades provinciales fueron realizando incrementos graduales en las tarifas de los usuarios finales por lo que las mismas no estuvieron congeladas durante los últimos años. Esto generó menores cortes de luz y mejores servicios que los provistos por Edenor y Edesur. Para estos últimos, no se autorizaron actualizaciones de tarifas por lo que son siete veces más baratas que las empresas que operan en otras provincias. (BBVA, 2016)

3.2.4. Demanda (Consumidores Finales)

La demanda se clasifica principalmente en tres tipos de usuarios. En primer lugar, se encuentran los “residenciales”. Estos necesitan menos de 10kv de potencia para operar. Por otra parte, los que sobrepasan dicho límite, pero no llegan a superar los 300 kv, son clasificados como “Comerciales/ Intermedios”. Finalmente, el resto son conocidos como los “Industriales / Comerciales Grandes”. En la Figura 42, se puede observar la composición porcentual de la demanda. (CAMMESA, 2017)

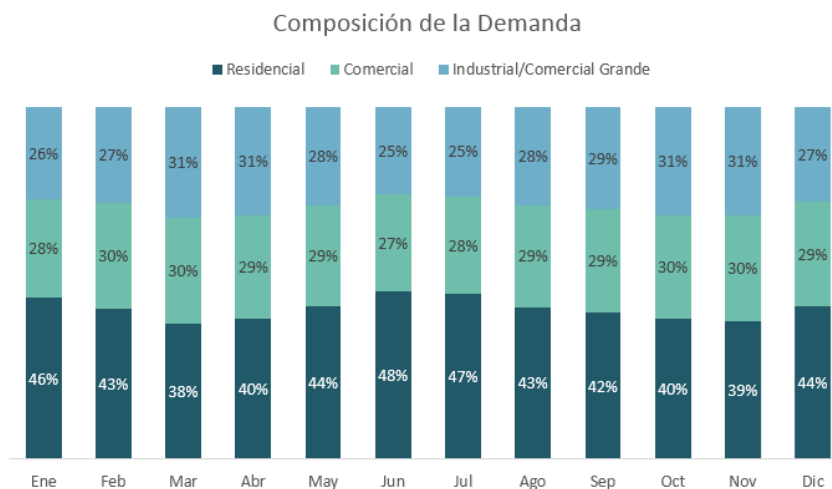


Figura 42: Composición de la demanda

Fuente: (CAMMESA, 2017)

Los grandes usuarios a su vez se pueden clasificar en tres categorías, donde difieren las necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMAs): Obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministros y el resto en el mercado Spot. Es decir, a un precio que depende del momento del día y la hora.
- Grandes Usuarios Menores (GUMEs): Obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministros.
- Grandes Usuarios Particulares (GUPAs): Obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministros. (Pampa Energía, 2017)

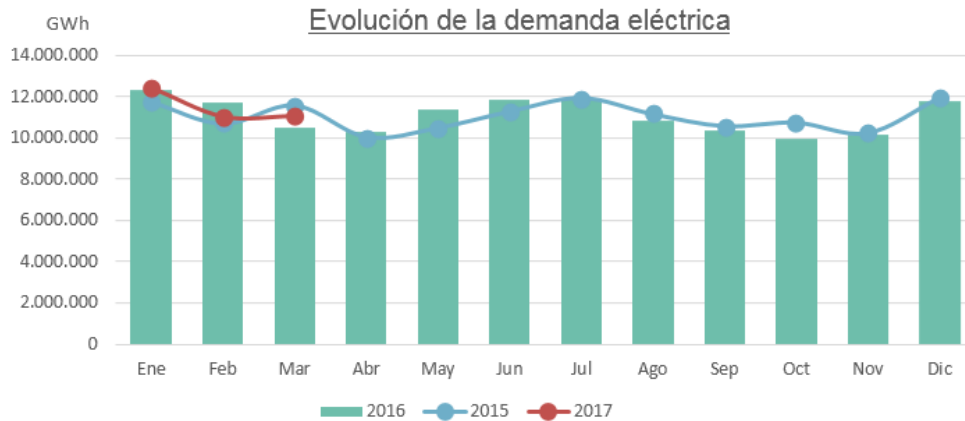


Figura 43: Evolución de la demanda eléctrica

Fuente: Elaboración propia (CAMMESA, 2017)

En la Figura 43, se presenta la evolución de la demanda en los años 2015, 2016 y principios de 2017. Se puede identificar una estacionalidad en los meses de pleno invierno y de pleno verano.

Con respecto a las tarifas que paga cada tipo de usuario (residenciales y grandes usuarios), hoy día están distorsionadas. El 81% de la demanda de energía proviene de las distribuidoras, pero solo aportan el 47% del total recaudado mediante tarifas. En la Figura 44, se observa la composición de la tarifa final para un “Gran Usuario” donde, para la componente del costo de generación de energía, se toma el precio Spot del mercado o contrato, el cual surge de la competencia del mercado de los generadores.



Figura 44: Compra en el mercado mayorista (Grandes Usuarios)

Fuente: (AGUEERA, 2015)

Por otro lado, en la Figura 45 se observa que, en el esquema para un distribuidor, se cobra un precio estacional con una fuerte intervención del estado. Este precio estacional es fijado semestralmente y tiene como objetivo no someter al usuario final a las variaciones de los costos de energía eléctrica que podrían generarse como resultado de las variaciones de la demanda. Este último precio como se ha analizado en la sección 3.1, se encuentra mayormente subsidiado por el estado nacional. (BBVA, 2016) (AGUEERA, 2015)

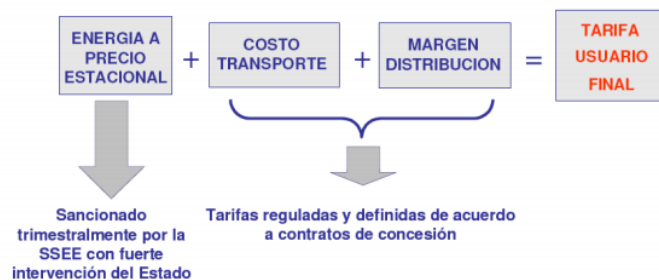


Figura 45: Compra integrada a distribuidores

Fuente: (AGUEERA, 2015)

3.3. Principales instituciones

En esta sección se describirán los atributos de las principales instituciones públicas participantes en el sistema eléctrico nacional. En la Figura 46, se pueden observar los logos de cada institución (BBVA, 2016):

- Ministerio de Energía y Minería (MyME): Está a cargo de supervisar y velar por el correcto funcionamiento del mercado.
- Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE): Administrar fondos específicos cuyo único destino es el sector eléctrico. Además es asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía.
- CAMMESA: Aplica los reglamentos y organiza el suministro de energía entregado por los generadores y la demanda por parte de las distribuidoras y grandes usuarios.

- Secretaría de Energía: Instruir a CAMMESA para evitar riesgos de abastecimiento o afectar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.
- Ente regulador nacional de energía eléctrica (ENRE): Es el encargado de regular las tarifas de las compañías de transporte y distribución. Por otra parte, verifica el cumplimiento del servicio de las mismas y resuelve conflictos entre las partes. Otras funciones del ente son controlar cumplimiento de contratos, participar en el proceso de concesiones, organizar audiencias públicas y velar por la protección del medio ambiente y seguridad pública en las actividades del sector.
- Agencias Provinciales: En materia energética, tienen autoridad sobre las políticas y regulaciones locales. La mayoría de los gobiernos provinciales poseen sus propias regulaciones, donde se especifica la organización y participación en los procesos de concesiones, tanto en la distribución como en la fijación de valores de las tarifas.



Figura 46: Instituciones públicas

Fuente: (BBVA, 2016)

3.4. Evolución histórica del mercado eléctrico argentino

Habiendo analizado la actual infraestructura del sistema eléctrico argentino, en esta sección se analizarán los distintos ciclos en los que el sector ha transitado, tratando de entender los motivos por los cuales se ha llegado a la matriz eléctrica actual.

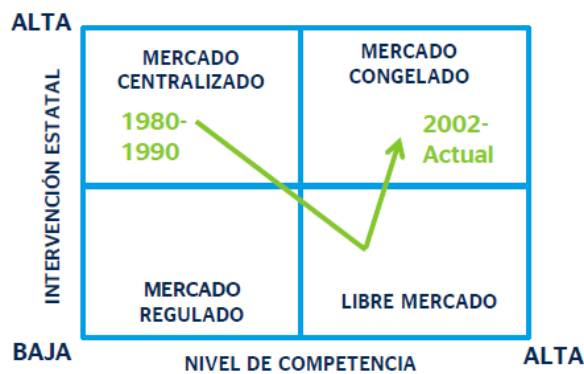


Figura 47: Ciclos históricos del mercado eléctrico argentino

Fuente: (BBVA, 2016)

En 1887 se llevó a cabo el primer suministro público de electricidad en la Argentina, destinado al alumbrado público. El Gobierno Nacional comenzó a participar en 1946 con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado. Hacia 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico estaba dirigida por el sector público (97% de la generación total). Debido a la administración ineficiente y al inadecuado nivel de inversiones en bienes de capital, se deterioraron los equipos físicos, disminuyó la calidad del servicio y hubo grandes pérdidas financieras en ese período.

Con la intención de revertir la situación, en enero de 1992, el Congreso de la Nación aprobó el Marco Regulatorio Eléctrico bajo la Ley 24.065, con el fin de reestructurar y privatizar el sector eléctrico. Se establecieron las bases para crear el ENRE y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Por otra parte, se regularon los precios en los mercados, diferenciando las actividades comerciales de generación, transporte y la distribución de electricidad. (Pampa Energía, 2017)

A fines del año 2001 y principios del año 2002, una crisis sin precedentes se experimentó en Argentina. Se paralizó la economía del país y originó cambios radicales en las políticas gubernamentales. Mediante la promulgación de la Ley de Emergencia Eléctrica, el Gobierno convirtió las tarifas de electricidad de su valor original en dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de ARS 1 por cada dólar estadounidense. Por otra parte, congeló todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, revocó todas las medidas de ajustes de precios y mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las

empresas de servicios públicos. Como consecuencia se generó un importante déficit estructural en la operación del MEM donde, sumando la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre el sector eléctrico argentino. El congelamiento de las tarifas desincentivó la inversión y condujo a que el sistema operase sin margen de reserva y con altos costos variables.

En diciembre del año 2015, a partir del Decreto 134/16, se declara la Emergencia Eléctrica hasta diciembre del año 2017, buscando reducir los niveles de subsidios, lograr incrementar la oferta de energía y mejorar la calidad de distribución y transporte de la energía. (Pampa Energía, 2017)_(BBVA, 2016)

3.5. Balance económico del MEM

Habiendo comprendido los ciclos del mercado eléctrico argentino, en esta sección, se buscará entender el balance económico entre los ingresos y egresos del Mercado Eléctrico Mayorista, empezando en primer lugar por estudiar el precio a la oferta de energía, conocido como monómico, el cual es pagado a los generadores. A dicho valor se lo comparará con los ingresos obtenidos a partir de las tarifas aplicadas a los usuarios finales, tanto residenciales como los grandes usuarios. Cabe recordar que según lo analizado en el capítulo 3.2.4, las tarifas para estos son principalmente estacionales, con una gran carga de subsidios.

3.5.1. Precio a la oferta de energía (monómico)

En la época anterior a la Ley de Emergencia Pública del año 2002, la fijación del precio spot (precio del momento en que se despacha la energía) se determinaba en función al costo de generación de la máquina mas cara funcionando en ese momento, esto provocaba que el precio siempre sea igual al costo marginal operativo. Bajo estas condiciones, para las tecnologías de generación más económicas como por ejemplo la hídrica, el margen de ganancia resultaba bastante mayor que para tecnologías térmicas, donde era necesario quemar combustible fósil a elevados costos.

Con el congelamiento de tarifas en el año 2002, se estableció un costo fijo para todas las tecnologías en \$120 por MWh generado (en febrero del año 2017 se incremento a 240 \$ por MW). Por otra parte, a cada tecnología de generación,

se la compensa pagándole un adicional de acuerdo a los costos particulares que posee cada generador. Bajo este nuevo esquema, las tecnologías más económicas perdieron grandes márgenes de ganancia y en contraposición, las centrales menos eficientes no fueron penalizadas. Esto generó que con el tiempo, la matriz energética argentina posea una alta participación de centrales térmicas ineficientes. En la Figura 48 se grafica el precio monómico compuesto tanto por el cargo fijo como también por los sobrecostos. El incremento del monómico a lo largo del tiempo, se debe a un efecto inflacionario y a su vez, al aumento en la necesidad de utilizar combustibles fósiles para poder operar las distintas centrales generadoras. (BBVA, 2016)

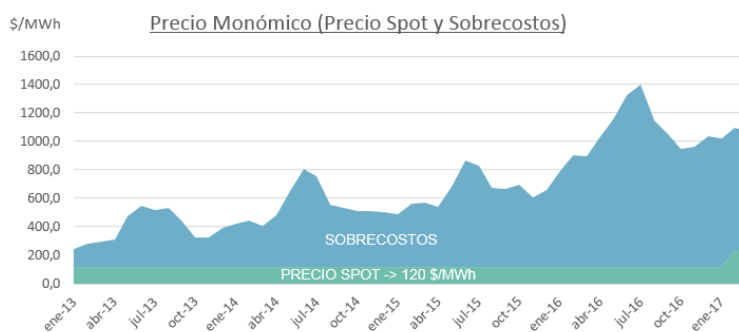


Figura 48: Precio Monómico (Precio Spot y sobrecostos)

Fuente: (CAMMESA, 2017)

Por otra parte, en la Figura 49 se aprecia que con el comienzo del nuevo mandato gubernamental (comienzos de diciembre del año 2015), el precio del monómico a escalado un 61,4% comparando los precios promedios de los años 2016 vs 2015. A marzo del año 2017 aún no se observaron grandes incrementos (0,8%) (CAMMESA, 2017)

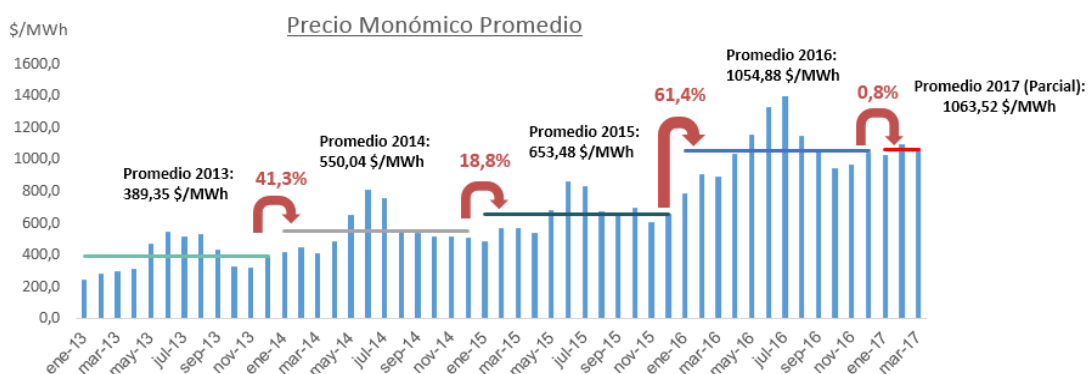


Figura 49: Evolución del precio monómico promedio

Fuente: (CAMMESA, 2017)

3.5.2. Evolución de subsidios en Argentina

Debido a que el precio abonado a las generadoras (monómico) es muy superior al cobrado a los distribuidores y grandes usuarios, el estado nacional utiliza un “Fondo de estabilización” para cubrir la diferencia. El mismo es fondeado con aportes no reintegrables del Tesoro Nacional.

En la Figura 50 se enseña la evolución de los subsidios desde el año 2014 a comienzos del año 2017. Con el comienzo del nuevo gobierno a partir del año 2016, se observa que el porcentaje subsidiado a decrecido, estando en línea con los planes anunciados de ajuste de tarifas. El mismo se detallo en el capítulo 3.1

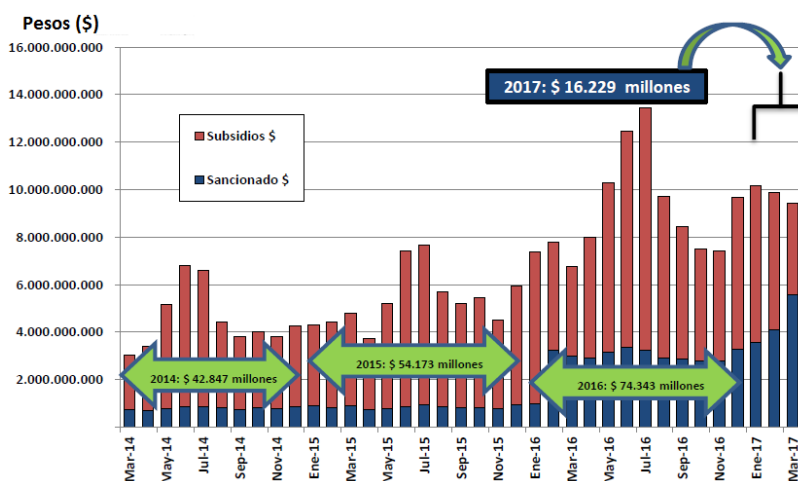


Figura 50: Balance MEM - Evolución de subsidios en Argentina

Fuente: (AGUEERA, 2017) utilizando datos publicados por CAMMESA.

En este capítulo, se analizó la situación económica de Argentina y se estudió el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. Se encontró que hoy día la matriz eléctrica está compuesta un 67% por centrales del tipo térmicas, las cuales necesitan combustibles fósiles para poder operar, siendo importados a muy elevados precios. Por otra parte, hoy día hay un desbalance entre el precio que se le paga a los generadores de energía y los ingresos obtenidos mediante las tarifas aplicadas a los usuarios finales. Esta diferencia es subsidiada por el estado nacional, siendo una componente importante en las cuentas de gastos nacionales. En el próximo capítulo, se analizará el potencial del territorio argentino para el desarrollo de las tecnologías de generación renovable y, por otra parte, se buscará comprender la legislación argentina que al día de hoy a impulsado las licitaciones del “Plan Renovar”, con el objetivo de comparar los precios adjudicados con los costos actuales de generación del parque térmico.

CAPITULO 4: ANALISIS DE RECURSOS NATURALES Y LEGISLACION DE ARGENTINA

“Tenemos la obligación de reducir el impacto del Cambio Climático, por los que sufren inundaciones y sequías. Declaramos 2017 el año de las energías renovables: hay 59 proyectos en marcha en energía renovable en 17 provincias, con una inversión de cuatro mil millones de dólares, creando decenas de miles de puestos de trabajo”
(Macri, 2017)

Debido a las características y potencial del territorio argentino, se identificarán las zonas del territorio nacional más convenientes para el desarrollo de las tecnologías solar, eólica y bioenergía, tanto a partir de biomasa seca o como por gasificación (biogás). Luego, se analizará la ley 27.191 con el fin de entender los puntos claves de la misma, siendo de gran importancia para el armado de evaluaciones económicas de proyectos de inversión. Finalmente, se repasarán las licitaciones realizadas GENREN y las recientes del Plan Renovar (Ronda 1.0 y Ronda 1.5), con el fin compararlas y analizar sus resultados.

4.1. Recursos naturales en Argentina para el desarrollo de renovables

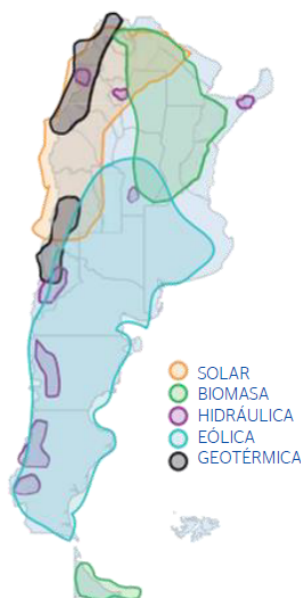
Según la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, en el sector energético argentino hay identificadas oportunidades de inversión por más de US\$ 35 billones. Esto se debe a que en la última década, las inversiones en el sector energético han disminuido considerablemente en comparación a las de la década del 90, generando potenciales oportunidades para realizar inversiones en todos los segmentos del sector (generación, transporte y distribución) (BBVA, 2016)

El Gobierno busca incrementar la capacidad de generación de energía renovable de 3GW actuales a 10 GW. (Plan Renovar, basado en la ley 27.191, el mismo se desarrollará en secciones siguientes). La inversión proyectada para cumplir con el plan mencionado se estima que será de 15 billones de dólares estadounidenses. Cabe destacar que, con la incorporación de nuevas centrales de generación, será necesario expandir la capacidad de redes tanto de

transporte como de distribución, estimando una inversión adicional de 5 billones de dólares estadounidenses. (BBVA, 2016)

De acuerdo a la “Asociación Argentina de Energía Eólica”, la disponibilidad de recursos naturales para la generación eólica en Argentina es muy alta, disponiendo de vientos de más de 6 m/s en el 70% del territorio nacional, con una dirección y constancia tal que permiten obtener factores de capacidad del 35% y superiores. Se entiende por factor de capacidad como la relación entre la energía generada por un aerogenerador durante su período de funcionamiento comparado con la energía que hubiera generado, trabajando continuamente a potencia nominal durante el mismo período de tiempo. (PWC, 2017)

En el caso de la generación solar fotovoltaica, según “Atlas de Energía Solar de la República Argentina”, más del 50% del territorio nacional recibe una irradiación solar media anual superior a 3,5 kwh/m², resultando muy conveniente su explotación. (PWC, 2017)



En la Figura 51 se puede observar distintas áreas geográficas, donde se indican las de mayor potencial para el desarrollo de proyectos de generación de energía renovables según el tipo de tecnología. Además de las energías eólica y solar mencionadas, Argentina dispone de adecuadas condiciones para el desarrollo de proyectos de biogás, biomasa seca y pequeños aprovechamientos hidráulicos. Debido a la escala, sus mejores condiciones de oferta tecnológica y de localización para su instalación, la generación solar y eólica concentran la actividad y atención tanto del sector privado como del sector público. (PWC, 2017)

Figura 51: Regiones de mayor potencial según tecnología

Fuente: (BBVA, 2016)

4.1.1. Energía solar

El mercado fotovoltaico internacional ha experimentado una gran transformación en los últimos años. Si se comparan los precios para la producción de energía solar con respecto al año 2008, han descendido un 80%. Este abaratamiento se explica por la reducción de costos de producción y la implementación de nuevas tecnologías. Analizando la Figura 52, Argentina cuenta con una gran disponibilidad de zonas con altos niveles de radiación solar por unidad de superficie. Su optimización económica se localiza en la zona norte y oeste del país donde en amplias regiones del NOA, se puede generar energía por más de 2.000 horas por año, superando al promedio europeo. (CADER, 2016)

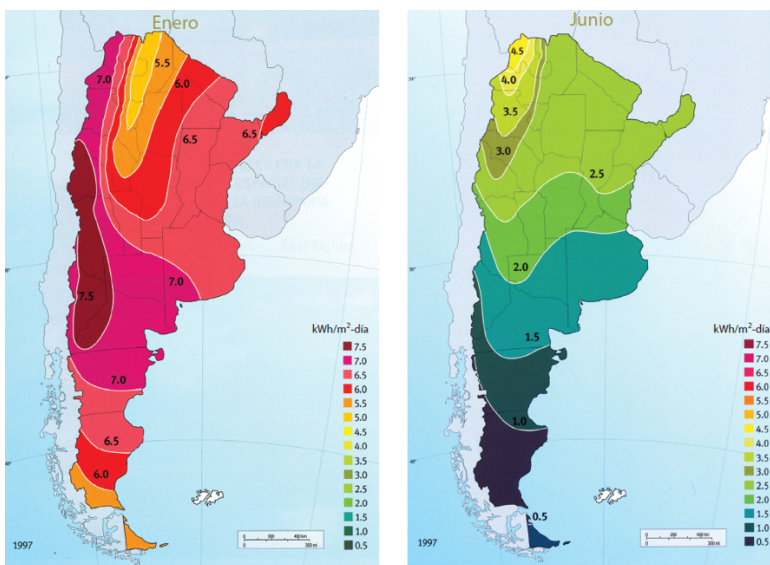


Figura 52: Distribución espacial de irradiación solar

Fuente: (Grossi, 2007)

Las ventajas de la tecnología solar fotovoltaica son las siguientes:

- Permite hacer un cambio de paradigma al permitir la descentralización de la generación para ubicarla más cerca de la demanda.
- Muy rápida instalación y puesta en marcha. Aproximadamente demora menos de un año poner en funcionamiento cientos de MW de potencia.
- Mejor aprovechamiento de la radiación solar que el mercado europeo.
- Los costos de mantenimiento y de operación son muy bajos.
- El riesgo de averías es muy bajo.
- Es una tecnología en rápido desarrollo con costos decrecientes y rendimientos en aumento. (CADER, 2016) (Villalonga, 2012)

4.1.2. Energía eólica

Hoy día, la energía eólica de proyectos de gran escala, se ha convertido en un referente de sistemas energéticos en muchos países del mundo, siendo reconocida no solo como una fuente limpia, sino también confiable y económicamente competitiva. En la Figura 53, se observa que la Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del mundo. Los vientos de la Patagonia soplan de manera intensa y frecuente, a velocidades que superan al doble del mínimo necesario para poder generar energía. En adición, la costa atlántica y las serranías de la provincia de Buenos Aires, poseen vientos de gran intensidad. La región andina, resaltando la provincia de La Rioja, también se destaca por su gran potencial. (Energías de mi país, 2017)

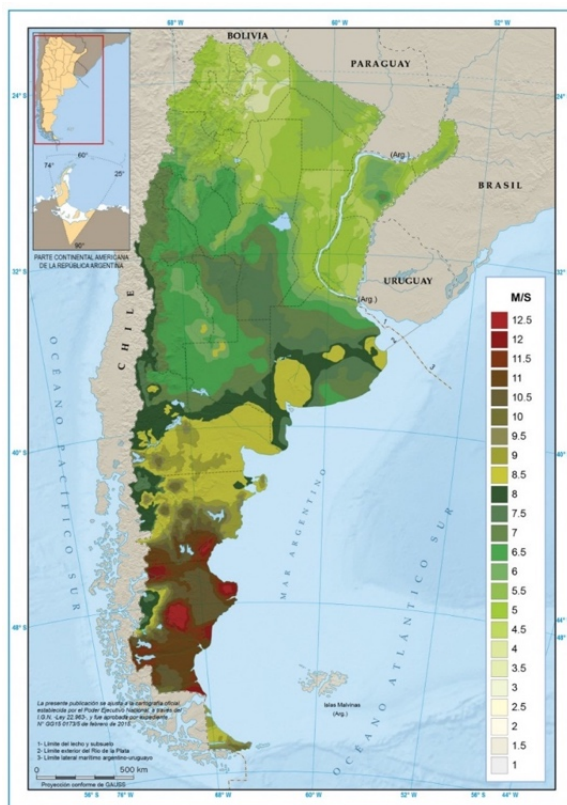


Figura 53: Mapa de vientos territorio argentino

Fuente: (Energías de mi país, 2017)

Las centrales eólicas instaladas en Rawson y Puerto Madryn han demostrado que granjas eólicas de potencias de 50 a 100 y 200 MW pueden ingresar en el sistema interconectado nacional en un período de tiempo de 12 a 18 meses, con todas sus unidades disponibles. (CADER, 2015)

4.1.3. Bioenergía (biomasa sólida)

Argentina cuenta con abundantes cantidades de biomasa apta y disponible para la generación de energía eléctrica. Las condiciones ecológicas son adecuadas para el desarrollo de insumos básicos requeridos para la producción de energía a partir de biomasa. Además, cuenta con un gran potencial y ventajas competitivas para la producción de biocombustibles, debido a ser uno de los principales productores mundiales de cereales y oleaginosas. Las extensiones de tierras son aptas para el desarrollo de cultivos tradicionales (girasol, soja, maíz y sorgo) y no tradicionales (cártamo, ricino, colza entre otros), siendo los mismos, principales insumos para la elaboración de biocombustibles. (FAO-INTA, 2009)

En la Figura 54, se observa el balance entre la oferta y demanda de los recursos biomásicos en Argentina. De acuerdo a un informe de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, la oferta leñosa sustentable del país se estimó en 193 millones de toneladas de biomasa (base seca) de las cuales, 143 millones de toneladas están disponibles para uso energético debido a su accesibilidad. (FAO-INTA, 2009)

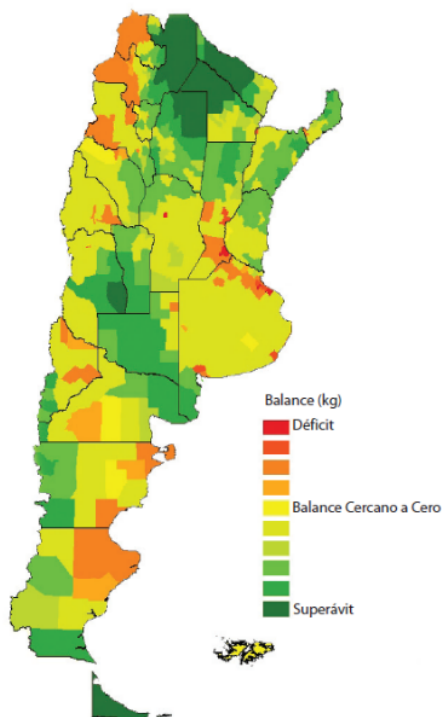


Figura 54: Síntesis nacional del balance oferta/demanda de los recursos biomásicos en Argentina

Fuente: (FAO-INTA, 2009)

En adición, se le deben sumar 2,7 millones de toneladas de biomasa leñosa (base seca) proveniente de los subproductos de los aserraderos y de las plantaciones frutales. Si se tienen en cuenta los

subproductos derivados de las agroindustrias, se deben sumar otros 2,3 millones de toneladas adicionales. En total se disponen 148 millones de toneladas, de las cuales 124 millones proceden de fuentes comerciales. (FAO-INTA, 2009) (Ver Anexo 1)

Las provincias más significativas donde se dispone de biomasa comercial accesible son:

- Salta: 16.634.100 toneladas secas
- Santiago del Estero: 16.392.100 toneladas secas
- Chaco: 12.785.000 toneladas secas
- Formosa: 9.230.000 toneladas secas
- La Pampa: 9.185.100 toneladas secas
- Río Negro: 5.382.900 toneladas secas

Por otra parte, en Argentina se consumen aproximadamente 8 millones de toneladas de biomasa seca por año. Teniendo en cuenta que se disponen de 193 millones toneladas en forma sustentable, el ciclo de regeneración es de aproximadamente 24 años. El mismo varía de acuerdo a cada provincia. (FAO-INTA, 2009) (Ver Anexo 2)

La demanda se compone de la siguiente manera:

- Sector residencial: 2.215.044 toneladas secas
- Restaurantes y asados: 599.607 (carbón); 2.998.035 (leña)
- Panaderías: 871.246 toneladas secas
- Ladrilleras: 1.579.117 toneladas secas
- Secaderos de Yerba mate y té: 272.314 toneladas secas

4.1.4. Bioenergía (gasificación)

En las plantas de biogás se produce gas ecológico para múltiples usos, entre ellos energía eléctrica, fertilizantes naturales y calor residual para otros tipos de procesos industriales. Para producir 1 MWh de energía es necesario 30 toneladas diarias de maíz o sorgo, o 35 toneladas de residuos sólidos vegetales.

Actualmente en Argentina existen plantas de biogás, aunque solo las centrales San Martín Norte producen energía a alto rendimiento, generando alrededor de 15 MW. De acuerdo a Alberto Argiel, especialista en plantas de biogás y miembro de la empresa alemana INPUT, sostiene:

“La instalación de una planta de biogás, transformaría a los productores agropecuarios en generadores de energía a escala industrial y en productores de sus propios bio-fertilizantes, en forma paralela a su actividad habitual...El mundo está tomando eco, lenta y paulatinamente, de las ventajas y sustentabilidad de la aplicación de las plantas de biogás, aprovechando la biomasa residual fundamentalmente del agro”

(Gubinelli, 2015)

Las principales ventajas y beneficios de montar plantas de biogás son:

- Debido a que la generación de energía es constante, la misma podría aportarse a la red eléctrica como energía de “base” haciéndola más confiable.
- Procesos industriales como calefacción, secado o producción de frío en cámaras de refrigeración, pueden tomar la energía térmica remanente.
- Con el fin de mejorar suelos y cultivos, se puede utilizar el bio-fertilizante que surge como subproducto del proceso.
- Con la reducción sostenible de metano debido a los desechos utilizados en el proceso, se logra la disminución y hasta la eliminación del riesgo de incendio o explosión en los rellenos sanitarios. En adición, contribuiría a la mitigación del efecto invernadero y al cuidado de la capa de ozono. (Gubinelli, 2015)

4.2. Análisis de Ley 27.191

Como se mencionó en el capítulo 3.4, a fines del año 2015 se decretó Emergencia Eléctrica y se declaró de interés nacional la generación de energía a partir del uso de fuentes renovables como así también el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. Con esta nueva política de estado, el Poder Ejecutivo decretó el año 2017 como “el año de las energías renovables”.

En esta sección se analizará la ley 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, con el fin de comprender su alcance y profundizar en los incentivos fiscales para la inversión en proyectos de generación de energía renovable. En el capítulo 5, se aplicarán algunos de los beneficios mencionados con el fin de armar de un modelo de evaluación económica, para un proyecto de generación a partir de biomasa seca.

4.2.1. Objetivos y FODER

La promulgación de la ley 27.191 modifica la Ley 26.190, obligando a los Grandes Usuarios (>300 Kw) a contener energía renovable en su mix de consumo. Para ello, se establecieron obligaciones concretas (Figura 55) donde se penalizan los incumplimientos. El modo de contratación de la energía renovable puede ser en forma directa con los generadores (aún no reglamentado) o pueden optar por comprarla a CAMMESA (Ley 27.191, 2015)

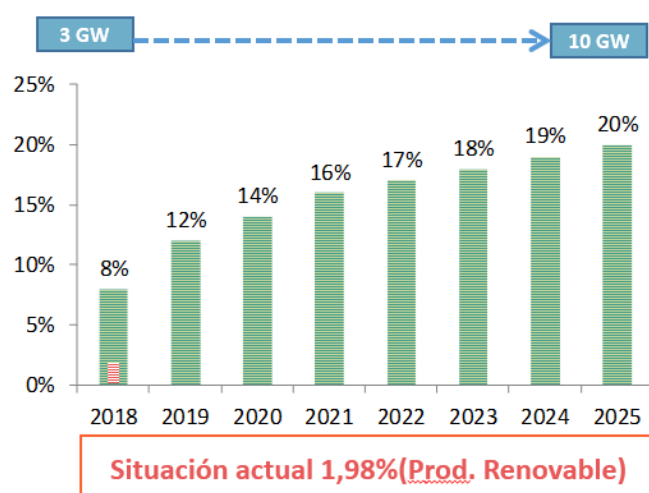


Figura 55: Objetivos al consumo de energía de origen renovable (Ley 27.191)

Fuente: (Ley 27.191, 2015) y (CAMMESA, 2017)

El objetivo fijado por la ley 27.191 para el 31/12/2017, es de incorporar un mínimo del 8% de energías renovables con respecto al consumo total de energía eléctrica. Todos los años se incrementa el requerimiento hasta alcanzar el 20% para el 31/12/2025. Como se ha desarrollado en el capítulo 3.2.1, hoy día la generación de energía renovable es del 1,98% de la matriz total.

Por otra parte, con el fin de incentivar inversiones para la generación de renovables, la Ley 27.191 establece la creación de un Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), el cual tiene tres objetivos principales:

Garantía de Liquidez: Respalda con fondos los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por CAMMESA.

Garantía de Solvencia: Si se llegan dar ciertos causales de venta detallados en el Pliego de bases y condiciones del Plan Renovar, se posó una opción de venta (PUT) para vender los activos. El fondo sería el comprador y el pago estará garantizado por un fideicomiso constituido por Letras del Tesoro en el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

Financiación: Se buscará otorgar préstamos para el desarrollo de los proyectos. Aún no se encuentra implementado.

4.2.2. Mecanismos de garantías

En el caso de realizar una inversión y ante un incumplimiento de CAMMESA, se prevén distintos mecanismos para garantizar la liquidez en los pagos o desembolso por terminación de contrato. En la sección anterior, uno de ellos fue mencionado (FODER) que, como se explicará a continuación, forma parte de uno de los niveles de garantías.

En la Figura 58 se observan los actores intervinientes para gatillar las garantías disponibles. A continuación, se desarrollan los distintos niveles de acuerdo al orden en que deben ser ejecutados:

1° NIVEL DE GARANTÍA: Ante un incumplimiento de CAMMESA, el generador debe reclamar al Fondo Destinado a Energías Renovables (FODER). El Ministerio de energía y minería tiene la obligación de mantener 12 meses de pagos de los contratos en dicho fondo. Los primeros días del año 2017 se destinaron al fondo ARS 6.000.000.000.

2° NIVEL DE GARANTÍA: El FODER tiene letras del tesoro en garantía (US\$ 3.000.000.000). Por lo tanto, si el primer nivel no logra resolver el incumplimiento, el generador puede pedir que se cambien las letras del tesoro.

3° NIVEL DE GARANTÍA: Si las letras no se pudiesen materializar en dinero, el generador tiene el derecho de reclamar el pago al Banco Mundial.

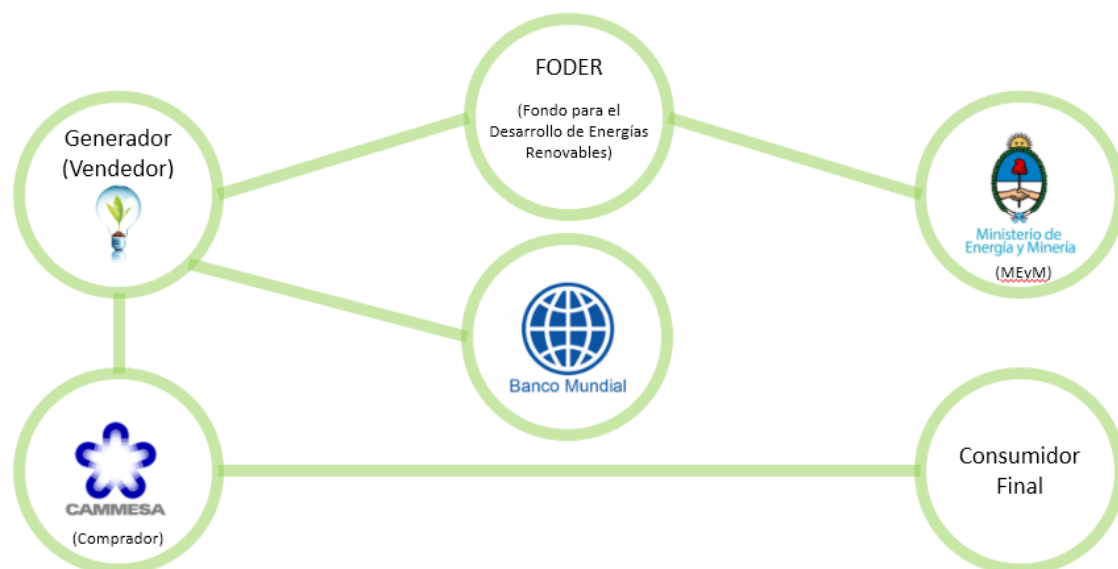


Figura 56: Esquema de garantías de solvencia o pago por terminación

Fuente: (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

Como se menciona en el 3° nivel de garantía, el inversor tiene la opción de contratar un seguro al Banco Mundial. El mismo es del tipo “Parcial” en donde el banco nunca asume el riesgo total del proyecto, sino una porción de este. Por otra parte, se permite contratar hasta 500.000 US\$ por MW ofertado, es decir, si se decide instalar una planta de 40 MW y se toma la máxima garantía permitida (500.000 US\$), ante la terminación del contrato por incumplimientos de CAMMESA, el valor entregado por el Banco Mundial al inversor sería de 20 millones de US\$.

En caso de optar por contratar la garantía del Banco Mundial, se consta de dos alícuotas a pagar, una inicial y otra de mantenimiento. En la Tabla 3 se detalla la constitución de la comisión total para la alícuota inicial. La misma resulta en el 1% del monto asegurado y se paga por única vez.

Tabla 3: Garantía del Banco Mundial - Costos Iniciales

Plazo	Comisión Inicial (%)	Comisión de Iniciación (%)	Comisión de Procesamiento (%)	Gastos Asesoramiento legal externo del IBRD	Comisiones totales (%)
Indiferente	0,25%	0,15%	0,50%	0,10%	1,00%

(estimado)

Fuente: (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

Por otra parte, en la Tabla 4 se detallan los costos de mantenimiento de la garantía, siendo las mismas alícuotas anuales, a pagar semestralmente. De acuerdo al plazo elegido para la vigencia de la garantía, se incrementa el porcentaje a cobrar del monto asegurado.

Tabla 4: Garantía del Banco Mundial - Costo de Mantenimiento

Plazo	Alicuota Anual (%)	Plazo	Alicuota Anual (%)	Plazo	Alicuota Anual (%)
8 años o menos	0,50%	10 a 12 años	0,70%	15 a 18 años	0,90%
8 a 10 años	0,60%	12 a 15 años	0,80%	18 a 20 años	1,00%

Fuente: (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

Cabe destacar que los proyectos que declaren en su inversión un porcentaje de componente nacional, se le descontará en las alícuotas de mantenimiento un 0,1% por cada porcentaje de componente nacional de su inversión. Finalmente, la garantía estará vigente hasta que se cumpla el plazo establecido contratado o hasta la fecha en donde la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la República Argentina, obtenga una calificación de Grado de Inversión.

Adicionalmente a las alícuotas mencionadas, se debe demostrar que el proyecto a presentar, cumplirá con las “Normas de Desempeño Sobre Sostenibilidad Ambiental y Social” durante todo el plazo contratado de la garantía del Banco Mundial.

A modo de ejemplo, en la Tabla 5 se detallan los cálculos de los costos iniciales y de mantenimiento para la construcción de una planta de 40 MW, sensibilizando el monto a contratar por MW desde US\$ 100.000 a US\$ 500.000.

Tabla 5: Banco Mundial - Ejemplo de cálculo

Monto a garantizar por MW ofertado (US\$)	100.000	200.000	300.000	400.000	500.000
Monto Garantizado TOTAL (40MW) (US\$)	4.000.000	8.000.000	12.000.000	16.000.000	20.000.000

Monto a garantizar por MW ofertado (US\$)	100.000	200.000	300.000	400.000	500.000
Monto Garantizado TOTAL (US\$)	4.000.000	8.000.000	12.000.000	16.000.000	20.000.000

Alicuota (Inicial) (US\$)	Plazo Indiferente	40.000	80.000	120.000	160.000	200.000
Alicuota Anual (Mantenimiento) (US\$)	8 años o menos	20.000	40.000	60.000	80.000	100.000
	8 a 10 años	24.000	48.000	72.000	96.000	120.000
	10 a 12 años	28.000	56.000	84.000	112.000	140.000
	12 a 15 años	32.000	64.000	96.000	128.000	160.000
	15 a 18 años	36.000	72.000	108.000	144.000	180.000
	18 a 20 años	40.000	80.000	120.000	160.000	200.000

Fuente: Elaboración propia

En caso de contratar US\$ 500.000 para la planta de 40 MW, el monto asegurado resultará de US\$ 20.000.000. Por otra parte, el costo inicial a desembolsar sería de US\$ 200.000 (1% del monto asegurado). Finalmente, si se opta por tomar la garantía por un plazo de 20 años, el costo de mantenimiento ascendería también a US\$ 200.000 anuales.

4.2.2. Plan Renovar – Requisitos para poder aplicar

A través del Plan Renovar, basado en la ley 27.191, se busca transformar la matriz energética de Argentina mediante la realización de rondas licitatorias, con el fin incentivar la inversión en proyectos de generación de energía renovable.

Como parte del compromiso mencionado, al día de hoy, se han realizado dos subastas exitosas (Ronda 1.0 y Ronda 1.5), patrocinadas por el Banco Mundial, con varios participantes de relevancia y se planea realizar una nueva licitación para fines del segundo semestre del año 2017, la misma será la Ronda 2.0. (PWC, 2017)

De acuerdo al Pliego de Bases y condiciones, publicado para la licitación en Ronda 1.0, uno de los requisitos es constituir una sociedad específica para el proyecto y, además, tiene la obligación de ser agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) antes de poder obtener la habilitación comercial.

En caso de surgir algún atraso en la habilitación comercial o haber deficiencias en abastecimiento, se penalizará a la sociedad, mediante multas que se podrán compensar con liquidaciones de energía entregada a la red a cobrar. En la sección 4.3 se analizarán los resultados de las licitaciones antes mencionadas. (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

Otros puntos solicitados a cumplir para poder presentar un proyecto según el Pliego de bases y condiciones del Plan Renovar, son los siguientes:

- Adquisición del Pliego de bases y condiciones: Para adquirirlo se debe abonar \$ 150.000 más IVA. La adquisición del mismo habilitará al inversor interesado a participar en la ronda licitatoria.
- Garantía de Mantenimiento de Oferta: El valor de la garantía ofrecida deberá ser de U\$S 35.000 por cada MW de potencia ofertada, por un plazo no menor a 180 días corridos.
- Garantía de Cumplimiento de Contrato: El monto debe ser US\$ 250.000 por cada MW de potencia contratada que quedará vigente hasta la finalización del período de 180 días siguientes al Plazo Programado de Habilitación Comercial.
- Requerimiento Financiero: El Oferente deberá acreditar un patrimonio neto mínimo de U\$S 250.000 por cada MW de Potencia Ofertada.
- Disponibilidad o factibilidad del recurso: Se deberá garantizar que el recurso a explotar, se encuentre sin restricciones para su utilización.
- Habilitaciones ambientales: Es necesaria una copia certificada por escribano y de corresponder legalizada, que permita desde el punto de vista ambiental, la ejecución y desarrollo del proyecto.
- Acceso a la capacidad de transporte: El oferente deberá presentar los resultados del "Procedimiento Técnico N°1 de CAMMESA, donde se manifieste expresamente la factibilidad de inyección de potencia y energía en el punto de entrega.

4.2.3. Incentivos fiscales

De acuerdo con el régimen de la ley 27.191, se otorgarán a pedido del inversor, determinados beneficios impositivos por medio de la presentación de proyectos de inversión para la generación de energía renovable. La ley aplicable y las regulaciones establecen que se considerará un proyecto con el estado "iniciado" cuando se hayan desembolsado al menos el 15% del total del monto de la inversión. (Ley 27.191, 2015). A continuación, se hace mención de los mismos:

- Amortización acelerada del impuesto a las ganancias: Si se trata de bienes inmuebles, de acuerdo al año en el que se realice la inversión, la reducción de vida útil resultaría de 60% (2017), 70% (2018-2019) u 80% (2002-2025). Los activos pertinentes deberán ser mantenidos por al menos tres años. Los bienes muebles son aquellos que pueden trasladarse fácilmente de un lugar a otro, tales como rodados, muebles de oficina, computadoras, entre otros. Los bienes inmuebles comprenden a las obras civiles y de infraestructura.
- Devolución anticipada del IVA y exención del impuesto a la ganancia mínima presunta: Será pagado por la compra de nuevos activos u obras de infraestructura que no hayan sido compensados con el débito fiscal por medio de un reintegro o crédito contra otros impuestos federales.
- Se permite el traslado de posibles aumentos fiscales a los precios de los contratos.
- Certificado Fiscal por un porcentaje de utilización de componente nacional: Se otorgará un certificado de crédito fiscal para ser utilizado contra impuestos federales por el 20% del monto de las compras de componentes nacionales para el proyecto (existen algunas exclusiones). Debe probarse que al menos el 60% del total de los componentes son de fabricados localmente.

En caso de que los mismos no puedan ser obtenidos en el mercado local, se puede aceptar como mínimo hasta el 30%.
- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas hasta el 31/12/2017

- No aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales durante el régimen de fomento: La Ley invita a todas las provincias argentinas a adherirse al régimen de sanción de normas locales con beneficios impositivos, con el fin de promover y estimular la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables. La mayoría de las provincias han otorgado exenciones temporarias al impuesto a los ingresos brutos provincial y al impuesto sobre sellos.

En la Tabla 6, se observan los cupos de beneficios impositivos propuestos para la licitación realizada en la Ronda 1.0 del Plan Renovar. Los mismos estaban distribuidos de acuerdo a cada tipo de tecnología.

Tabla 6: Cupos máximos de beneficios fiscales por tipo de tecnología

Fuente	Potencia Requerida MW	Valor referencia para inversiones U\$S/MW	Cupo Máximo Beneficios Impositivos U\$S/MW	Total de Inversiones esperadas U\$S	Total beneficios impositivos U\$S
Eólica	600	1.600.000	960.000	960.000.000	576.000.000
Solar	300	1.300.000	720.000	390.000.000	216.000.000
Biomasa	65	2.500.000	1.250.000	162.500.000	81.250.000
Biogás	15	5.000.000	2.500.000	75.000.000	37.500.000
PAH	20	3.000.000	1.500.000	60.000.000	30.000.000
Total	1.000			1.647.500.000	940.750.000

Fuente: (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

En el Anexo VIII se realiza a modo de resumen, una comparación entre los beneficios ofrecidos por la Ley 27.191 y la antigua Ley 26.190.

4.2.4. Incentivos al precio adjudicado

En las licitaciones de Ronda 1.0 y 1.5 se permitió contratar con CAMMESA por un período de 20 años (máx 30 años) con un precio fijo expresado en US\$/MWh. (Al mismo se lo entiende como “precio adjudicado”). Con el fin de incentivar la temprana inversión y realizar actualizaciones al precio, debido al paso del tiempo, se crean dos factores de incentivos, es decir, todos los años, al precio “adjudicado” se lo multiplica por dos coeficientes, los cuales varían con el correr del tiempo. (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

En la Figura 57 se pueden observar la evolución de cada coeficiente a lo largo del tiempo. Uno se comporta en forma decreciente y el otro en forma creciente.

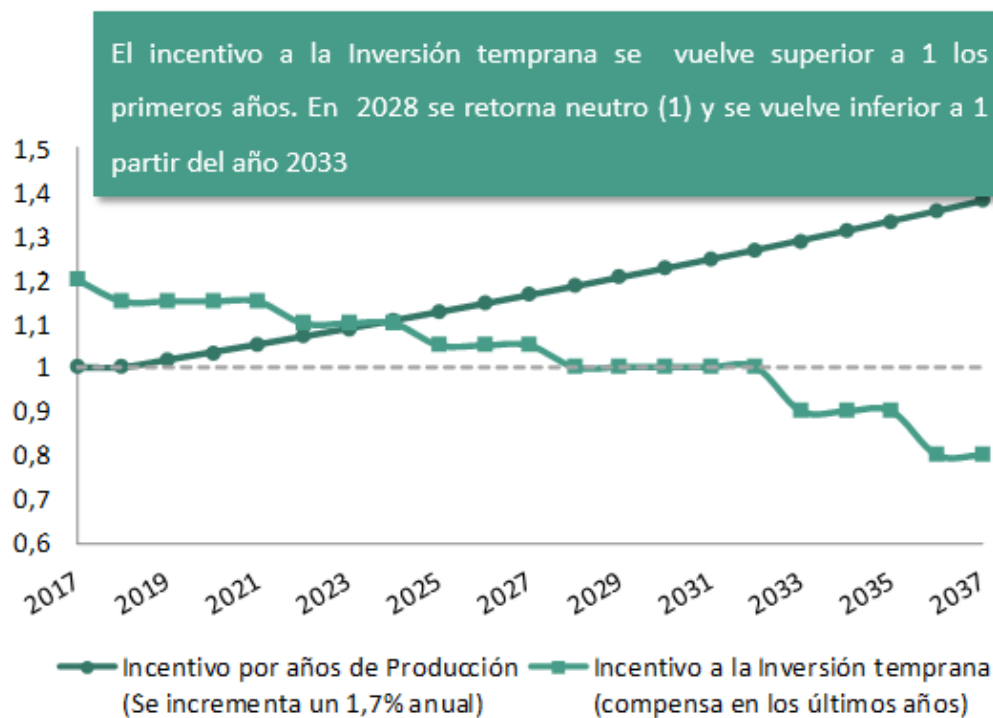


Figura 57: Evolución de factores de incentivos aplicados en el precio "adjudicado"

Fuente: Elaboración propia con datos en (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

El primero disminuye a medida que las inversiones resultan más tardías. (Cuanto antes comience el proyecto, mayor será el precio reconocido).

El segundo aumenta a medida que la nueva planta gana años de antigüedad. (Cuanto más años, mayor será el precio reconocido).

Con el fin de ilustrar el comportamiento de los factores de incentivo en un proyecto de inversión real, en la Figura 58 se esquematiza el precio "adjudicado" (verde) para las centrales de biomasa determinado por la Ronda 1.0 y Ronda 1.5. El mismo resultó en 110 US\$/MWh. Por otra parte, adicionalmente se grafica la componente aportada por los factores de incentivos (azul). En consecuencia, el precio promedio reconocido a lo largo de 20 años de contrato resultó en 131 US\$/MWh. En los últimos años, el precio reconocido decrece con respecto al precio promedio debido a que, el coeficiente que incentiva la inversión temprana es en ese momento temporal, es inferior a 1. (Ver Figura 57)

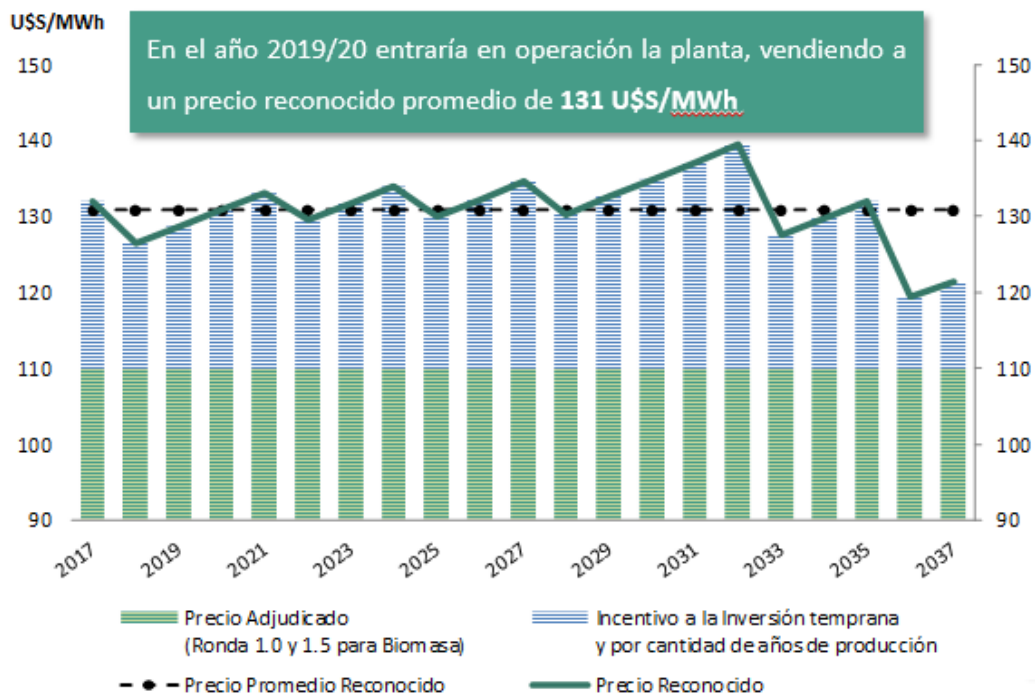


Figura 58: Precio reconocido con los factores de incentivos para proyecto de biomasa

Fuente: Elaboración propia con datos publicados en (Plan Renovar Ronda 1.0, 2016)

4.3. Antecedentes comerciales en licitaciones de proyectos renovables

En esta sección se presentarán los resultados de licitaciones realizadas con respecto a la generación de energías renovables. Se comenzará describiendo el programa GENREN, lanzado en mayo de 2009 y luego las licitaciones del Plan Renovar, Ronda 1.0 y Ronda 1.5, la primera adjudicada en octubre del año 2016 y la segunda dos meses después.

4.3.1. GENREN

El Proyecto Generación Renovable (GENREN), fue pensando con el objetivo de incorporar 1.000 MW al mercado eléctrico mayorista mediante la instalación de generadores de energía del tipo renovable. De esta manera se lograría reducir la importación de combustibles fósiles y consecuentemente, la presión fiscal para la obtención de divisas. Los beneficios colaterales del programa anunciados fueron la reducción de emisiones de hasta tres millones de toneladas de CO2 anuales, la creación de 8.000 puestos de trabajo e inversiones por U\$S 2.500 millones.

En la licitación del año 2009 se adjudicaron 895 MW en módulos de hasta 50 MW. En el Anexo III se observan los distintos proyectos adjudicados. Como política de promoción, los inversores se aseguraba la compra de energía a precio fijo en dólares en el mercado eléctrico mayorista por encima de los precios de mercado.

A pesar de que la licitación generó un gran interés, superando en un 40% la potencia licitada, solo se concretaron obras por menos del 10% del total adjudicado. La razón del fracaso no se debió al diseño de la norma sino al restringido acceso al financiamiento externo debido a coyuntura internacional de Argentina. Aún con precios razonables y contratos a 15 años, los inversionistas privados no pudieron obtener las garantías necesarias para realizar las inversiones correspondientes. En consecuencia, solamente se pudieron construir las plantas que accedieron a créditos en el mercado nacional o que poseían fondos para realizar las inversiones sin financiamiento. (Aguilar, 2014)

4.3.2. Plan Renovar - Resultados de Rondas licitatorias

En esta sección se profundizará en los resultados obtenidos en las licitaciones durante el año 2016 para la generación de energía. El proceso de subasta ha reactivado el sector eléctrico argentino, concretando el desarrollo de 2.3 GW de nueva capacidad renovable que entrará en operación en un plazo de dos años, lo que supondrá una inversión aproximada de 3 mil millones de U\$. La subasta se ha realizado en dos rondas. En la Figura 59 se detalla la capacidad precalificada y adjudicada por ronda.

En la primera se recibieron 117 ofertas de 5 tecnologías diferentes (la gran mayoría fueron en tecnología solar fotovoltaica y eólica), que acumularon 5.2 GW. Se entiende que fue un gran éxito debido a que fue casi 5 veces superior a la potencia licitada. En esta ronda se terminaron asignando 17 ofertas, lo que suponía una adjudicación de 1.1 GW de energía renovable (707 MW de energía eólica, 400 MW de energía solar fotovoltaica y 1.2 MW de biogás). (CADER, 2015)

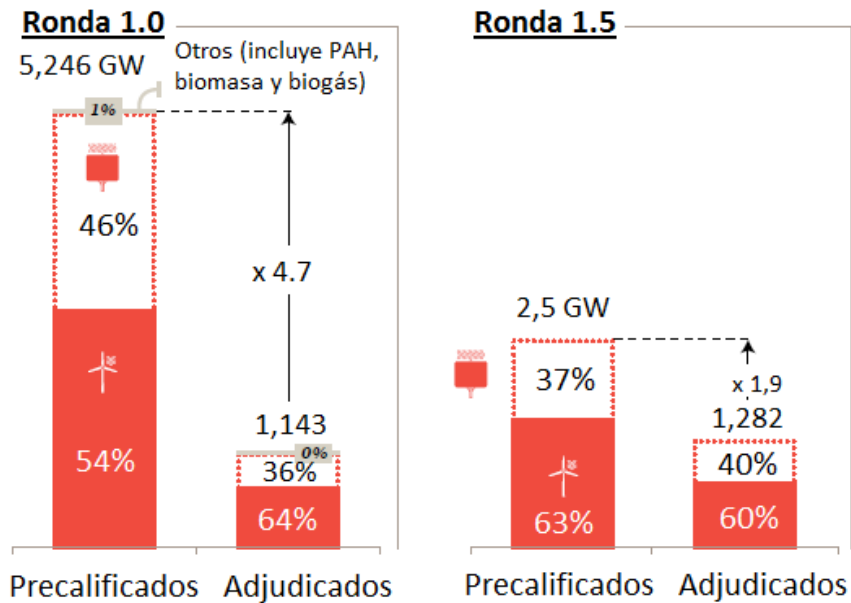


Figura 59: Proyectos precalificados y adjudicados - Ronda 1.0 y 1.5

Fuente: (PWC, 2017)

En la ronda 1.5, se recibieron 47 ofertas, únicamente a las tecnologías eólica y solar, las cuales acumularon un total de 2.5 GM. También se puede considerar una licitación exitosa debido a que casi duplicó la potencia solicitada. Todas las plantas que se presentaron para la tecnología eólica ya se habían presentado anteriormente en la ronda 1.0 (19 ofertas en total). Por otra parte, tres plantas nuevas se presentaron para la tecnología solar (28 ofertas en total). Finalmente se terminaron adjudicando 1.3 GW de energía renovable, comprendidos en 765 MW de energía eólica y 516 MW de energía solar. (CADER, 2015)

En la Figura 60 se observa las cantidades adjudicadas y los precios licitados para todas las tecnologías en ambas licitaciones. El el precio promedio entre todas las tecnologías resultó ser de 57.33 US\$/MWh, resultando muy inferior a los actuales para la generación térmica, a base de combustibles fósiles. (Ver capítulo 3.2.1)

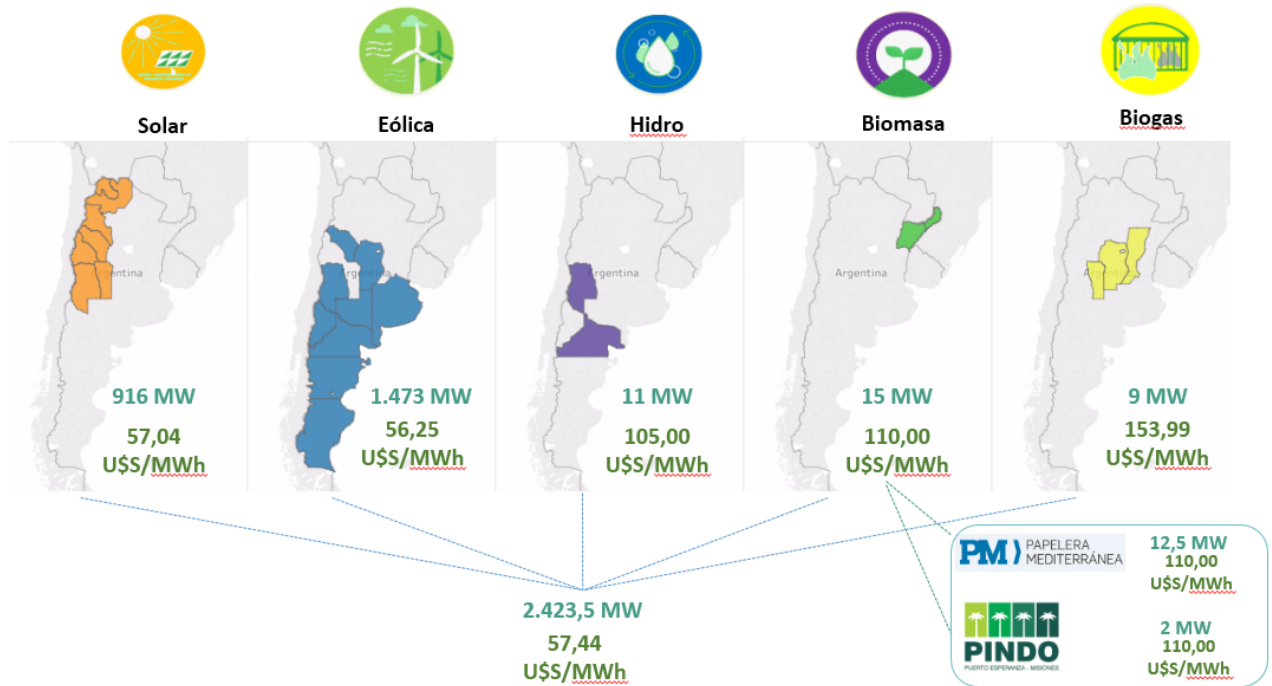


Figura 60: Proyectos adjudicados en Plan Renovar (Rondas 1.0 y 1.5)

Fuente: (Subsecretaría de Energías Renovables, 2017)

Con respecto a las adjudicaciones para la tecnología de biomasa, solamente hubo dos proyectos sumando en total 14.5 MW. Las empresas involucradas fueron “Papelera Mediterránea” y “Pindo”. La primera posee experiencia en el mercado desde 1970 y se dedica a la producción de papel y cartón corrugado. Por otro lado, esta última es una empresa agro-forestal industrial y de servicios que opera en la zona norte de la provincia de Misiones desde 1976.

4.3.3. Comparativo GENREN vs Plan Renovar

En esta sección a modo de resumen, se busca comparar las condiciones coyunturales de la economía y el diseño de los programas GENREN y Renovar, con el fin de visualizar las mejoras propuestas de este último. En la Tabla 7, visualiza los puntos principales a destacar.

Tabla 7: Comparativo GENREN vs Plan Renovar

Programa GENREN	Plan Renovar
No se construyó el Fondo Fiduciario de Energías Renovables (FODER).	Al día de hoy está creado el Fondo Fiduciario de Energías Renovables (FODER) donde se le han depositado ARS 6.000.000.000
Ausencia de mecanismos de financiamiento local e internacional. Ausencia de garantías internacionales.	Los bancos están dispuestos a financiar proyectos de energía renovable (altas tasas). Por otra parte, el Banco Mundial puede ser contratado. (Garantía de riesgo parcial)
Alta inflación y cepo cambiario	Se liberó el cepo cambiario. Se prevé una desaceleración de la inflación a corto plazo. Se están recomponiendo las relaciones internacionales.
Dificultad para girar divisas al exterior para el pago de servicios financieros y beneficios a los inversores de capital.	Se liberaron las restricciones.
Comercialización de energía generada únicamente con el sector público (CMMESA)	Se contempla en la ley 27.191 la contratación de la energía renovable con el sector público y privado (este último aún no reglamentado)
Régimen desfavorable de aranceles de importación.	La ley otorga como parte de beneficios fiscales, la exención de los derechos de importación.
Altos costos de capital.	El costo de la tecnología para la generación de energía renovable continúa disminuyendo en el mundo y localmente.
Bajo nivel de conocimiento, visibilidad pública y política sobre la competitividad de las energías renovables con relación a otras fuentes.	Hoy día la generación y utilización de energías renovables están siendo fuertemente impulsadas a nivel mundial. Argentina acompaña la tendencia.
Precio de contratación fijo sin un claro sistema de ajuste.	En Ronda 2.0 se espera que el precio se ajuste en función al precio de la biomasa en el mercado.
Periodos contractuales de 15 años cuando en otros países de la región y del mundo se consideraban 20 años.	Periodos contractuales de 20 a 30 años.

Fuente: Elaboración propia con datos de (Ley 27.191, 2015) y (CADER, 2015)

4.3.4. Expectativas para la Ronda 2.0

La Ronda 1.0 y Ronda 1.5 han sido exitosas únicamente para las tecnologías solar y eólica, habiendo adjudicado más potencia de la ofertada originalmente. Sin embargo, prácticamente no se han adjudicado proyectos a partir de la utilización de biomasa. De acuerdo al socio fundador de la empresa IGT Energy, dedicada a la producción de energía utilizando combustible gaseoso a partir de biomasa, las licitaciones estaban solamente pensadas y orientadas a las tecnologías solar y eólica. El mismo sostiene:

“Quién lanzó la licitación poniendo todas las tecnologías en la misma bolsa, definitivamente no tuvo tiempo de desarrollar la iniciativa para contemplar las diferencias esenciales”

(Gubinelli, 2017a)

La Ronda 2.0 se espera que sea más específica para el sector de biomasa, contemplando diferencias esenciales frente a otras tecnologías. La fecha estimada de licitación es dentro del segundo semestre del año 2017. Los factores a proponer de considerar en el nuevo pliego para la fijación de incentivos son los siguientes (Gubinelli, 2017a):

- Factor de ajuste de precio (basado en el costo de la biomasa): Para las tecnologías solar y eólica, el combustible no tiene ningún costo asociado. Sin embargo, para los proyectos de biomasa, el costo de la madera y de transporte son componentes muy importantes en la formación del costo de generación. Por lo tanto, se pide contemplar un factor de ajuste que actualice el precio adjudicado de la energía, tomando en cuenta las variaciones del precio de la biomasa en el mercado.
- Escala potencial de la planta: Los costos de operación y mantenimiento son prácticamente independientes a la escala de la planta. Por lo tanto, para el cálculo del precio de la energía, se debería tener en cuenta la escala de la central ya que, los costos fijos no impactan de igual manera en todas las escalas de proyectos.

- Diferenciar en el precio si la planta es de generación pura o cogeneración: Debido a que las plantas de cogeneración además de generar energía, produce vapor para utilizarlo para calentar distintas partes del proceso productivo, se solicita premiar las plantas de generación pura justificando que las mismas lograrán mayor eficiencia y menor intermitencia en la entrega, por no estar vinculadas a un proceso productivo.
- No exigir la creación de una Sociedad vehículo (SPE): Resulta complejo y poco conveniente para compañías forestales o industriales que ya se encuentran funcionando o bien tienen sus operaciones integradas (el vendedor de la energía eléctrica muchas veces es también el productor de su propia biomasa).
- Negociar con las jurisdicciones provinciales y municipales: En los sitios donde se radiquen los proyectos, negociar mecanismos de beneficios impositivos y asegurar estabilidad mientras dure el proyecto.
- Estudios de Impacto ambiental: Se solicita que se flexibilice para que en el momento de presentar la oferta, se pueda entregar una pre factibilidad técnica-ambiental y se complete el estudio luego de la pre-adjudicación. Igualmente, la adjudicación final dependerá del estudio de impacto ambiental presentado. Las razones principales para pedir esta medida es que el estudio suele llevar varios meses y se tiene que incurrir en altos costos sin saber si el proyecto será adjudicado.
- Flexibilizar el mecanismo de penalidades por incumplimientos. Los proyectos basados en biomasa forestal tienen un gran componente logístico. Eventuales complicaciones con el transporte y suministro debido a condiciones climáticas adversas, paros, cortes de ruta, etc, son una posibilidad. Se deberá prever mecanismos de excepción a las penalidades cuando se produzcan imprevistos de fuerza mayor que afecten el abastecimiento a las plantas. (Ronda Biogás, 2017)

4.3.4.1. Biogás

Con el fin de abordar los temas mencionados anteriormente, la Subsecretaría de Energías Renovables, solicitó que se realice una “Mesa de Trabajo” con los distintos actores del sector de biogás, inversores, analistas de proyectos y autoridades del Ministerio de Energía y Minería. El objetivo pedido fue preparar una propuesta de modificación al “Pliego de bases y condiciones”, con el fin de tenerla en cuenta para el armado de la Ronda 2.0. El 10 de abril del año 2017 fue enviada al Ministerio de Energía y Minería para su evaluación. En la misma se propone que el precio este en función a la escala de la planta, precio del maíz y carga de impuestos. (Gubinelli, 2017b)

Los precios propuestos de acuerdo a las distintas escalas son los siguientes (Ronda Biogás, 2017):

- Menores a 0,5 MW: 305 U\$/MWh
- Entre 0,5 y 1 MW: 284 U\$/MWh
- Superiores a 1 MW: 262 U\$/MWh

4.3.4.2. Biomasa seca

Para el sector de biomasa seca, también se conformó una mesa de trabajo con actores representantes del sector, inversores, analistas de proyectos y autoridades de la Secretaría de Energía. Los socios de la consultora “NeoConsulting”, realizaron la siguiente propuesta para el cálculo del precio para la energía, a ser evaluada por la mesa y luego presentada a las autoridades del gobierno. A continuación se presentan los precios de acuerdo a las distintas escalas para las centrales:

- Hasta 6MW: 200 U\$/MWh (180 U\$/MWh cogeneración)
- Entre 6MW y 20 MW: 150 U\$/MWh (130 U\$/MWh cogeneración)
- Mayores a 20 MW: 130 U\$/MWh (110 U\$/MWh cogeneración)

(Energía Estratégica, 2017)

(Neoconsulting, 2017)

En este capítulo se estudió que Argentina posee recursos naturales y condiciones meteorológicas óptimas para el desarrollo de energías renovables como son la solar, eólica y bioenergías, tanto a base de biomasa seca como a partir de gasificación. Por otro lado, hoy día hay un marco legal que acompaña la política de estado para la transformación de matriz eléctrica, ofreciéndose garantías tanto locales como internacionales para respaldar los contratos con el estado nacional. Finalmente, según las últimas licitaciones del Plan Renovar, los precios adjudicados resultaron ser muy inferiores a los que hoy día se les paga a los generadores de energía a base de combustibles fósiles, siendo coherente y sostenible en el tiempo la propuesta de incentivos fiscales ofrecida por el marco legal. Desde la perspectiva del Gobierno, parecería ser muy conveniente el desarrollo de centrales de generación utilizando fuentes de origen renovable.

Con el fin de analizar la perspectiva de un potencial inversor, en el próximo capítulo se realizará la evaluación económica financiera de un proyecto de generación de energía a base de biomasa seca. En el mismo se determinaran las distintas tasas de retorno esperadas tanto para el proyecto en su conjunto, como también para el accionista, sensibilizando algunas de las variables de entrada principales.

TRABAJO DE CAMPO

Metodología de la Investigación

Tipo de estudio: Explicativo.

Tipo de diseño: Semi - Experimental. Se utilizará la experimentación para corroborar la información obtenida de las entrevistas.

Instrumentos utilizados:

Armado de una evaluación económica y financiera: Para un proyecto de generación de energía a partir de biomasa seca, se realizó la evaluación económica financiera teniendo en cuenta parámetros económicos, operacionales y financieros, adquiriéndolos de la legislación argentina como también de consultoras e informes de la industria. Con el propósito de armar distintos escenarios, se sensibilizarán algunas variables con el fin de cuantificar su impacto en la tasa interna de retorno esperada para este tipo de proyectos.

Entrevistas: Se analizaron dos entrevistas llevadas a cabo por el portal de noticias “Energía Estratégica”, especializado en energías renovables, el cual difunde las novedades de las empresas del sector e impulsa el crecimiento de la actividad para todas las tecnologías.

Por un lado se analizó la entrevista realizada al Subsecretario de Energías Renovables de la Nación, con el objetivo de conocer su visión con respecto al futuro de las energías renovables en el país para el corto y largo plazo.

Por otro lado, se estudió la entrevista hecha al titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables, para conocer su opinión con respecto a las expectativas de los inversores y los futuros desafíos del sector renovable.

Encuesta: Se analizó la encuesta publicada en el reporte “Great debates towards 100% renewable energy”, realizada por el REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), siendo la red internacional más grande del mundo de actores del sector de energías renovables. Para el armado de la encuesta, se entrevistaron a 114 expertos de todo el mundo, donde los temas tratados fueron la futura transformación de la matriz eléctrica mundial, niveles de inversión, empleo, instalación de centrales centralizadas vs descentralizadas y la evolución en los costos de generación.

CAPITULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

“Si te importa el futuro de nuestros hijos y nietos, te importan las energías renovables, y si alguien te dice que no es rentable, recuerda que ya lo hemos escuchado antes, porque es el debate entre quienes dicen no, no podemos, y aquellos que dicen sí, sí podemos, entre los que temen el futuro y quienes lo abrazan”
(Obama, 2015)

Con el objetivo de verificar si la inversión en un proyecto de energía renovable en Argentina resulta rentable para un posible inversor, se realizó a modo de ejemplo, un modelo de evaluación económica financiera para un proyecto de generación de energía eléctrica a base de biomasa seca. A partir de un análisis de sensibilidad de las principales variables de entrada, se buscó entregarle a un posible inversor, distintas tasas de retorno para distintos escenarios.

La metodología de armado del modelo empleado puede ser utilizada para evaluar otros proyectos, teniendo en cuenta que será necesario adaptar las principales variables de entrada según la tecnología a evaluar.

5.1. Parámetros económicos, operativos y financieros

- Tecnología: Biomasa seca
- Potencia Ofertada: 40 MW

Se decide optar por una escala de 40 MW de capacidad debido a que se cuenta con antecedentes empíricos sobre la planificación de proyectos similares. (Proyecto Pomera). Fuente: (Escobar, 2017a)

Por otra parte, la intención de la investigación es enseñarle al posible inversor, los resultados esperados para una central de gran capacidad de generación.

- Precio Adjudicado: 110 US\$/MWh

Esta variable será sensibilizada. En la licitación realizada en GENREN, se adjudicó un proyecto por 40 MW a 118.5 US\$/MWh. Fuente: (Gubinelli, 2016)
En las Rondas del Plan Renovar, se adjudicaron 14.5 MW a 110 US\$/MWh.
(Ver Capítulo 4.3.2)

De acuerdo a la propuestas a presentar al Ministerio de Energía, explicadas en el Capítulo 4.3.4.2, se solicitará para esta escala de central, un precio de 130 US\$/MWh.

- Costo MWh: 95 US\$/MWh

Se toma como dato el publicado en el informe “Renewable Cost Generation Costs in 2015” por “International Renewable Energy Agency”. Figura 61.

De acuerdo a lo explicado en el Capítulo 4.3.4, el costo de la biomasa es un componente fundamental en la conformación del costo de generación del MWh. Debido a la amplitud de los tipos de biomasa que pueden abastecer la central de energía, esta variable también será sensibilizada.

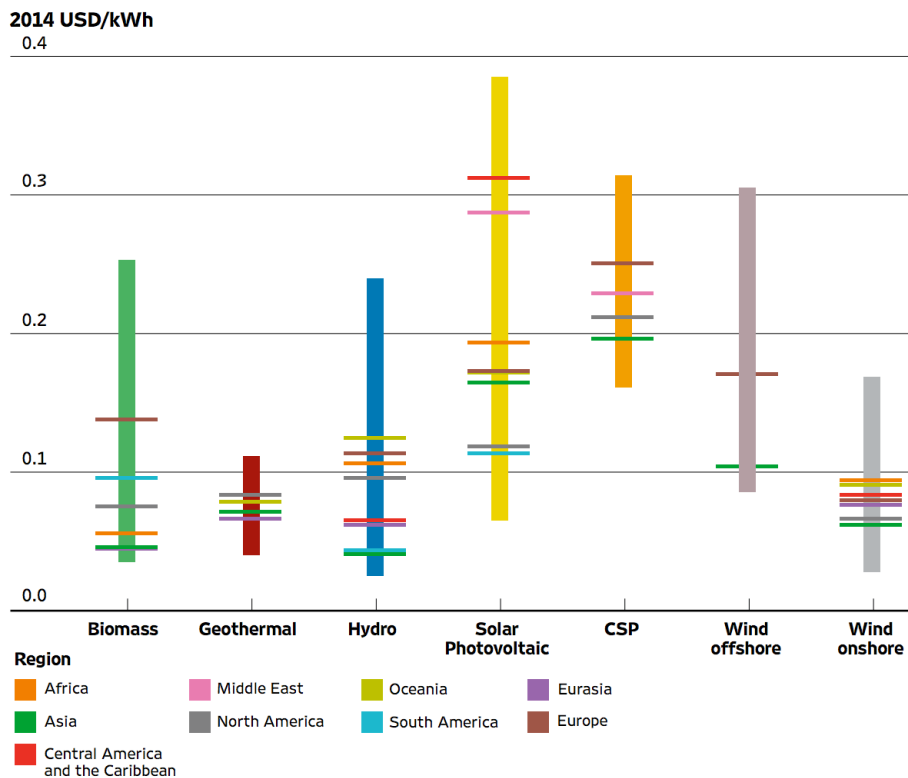


Figura 61: Costo de generación de electricidad por región y tecnología

Fuente: (IRENA, 2015a)

En la Figura 61 se observa que para la tecnología de biomasa y para la región de América del Sur, el costo de generación de energía eléctrica se encuentra muy próximo de los 0,1 US\$/kWh, es decir, 100 US\$/MWh.

Para el armado del modelo se consideran 95 US\$/MWh.

- Horizonte temporal del proyecto: 20 años, acorde al período de contratación establecido en las rondas licitatorias del Plan Renovar (Ronda 1.0 y Ronda 1.5) con CAMMESA (Ver Capítulo 4.2.4)
- Garantía del Banco Mundial: Se decide tomar la garantía por un plazo de 20 años de vigencia, por US\$ 500.000 por MW ofertado. (US\$ 20.000.000). Se toma dicho período de tiempo debido a que se asume que el potencial inversor, quiere estar cubierto el mayor tiempo posible. Por otra parte, la alícuota inicial para la cobertura contratada, resulta en US\$ 200.000. Finalmente, la alícuota de mantenimiento a pagar anualmente sería también de US\$ 200.000. (Ver Capítulo 4.2.2)
- Monto de Inversión: US\$ 100.000.000 (2.5 MMUS\$/MW a instalar)
Se toma el valor promedio estimado en el “Pliego de Bases y Condiciones – Ronda 1” (Ver Capítulo 4.2.3). Esta variable es sensible a la escala de la planta. De acuerdo al proyecto presentado por Papelera Mediterranea en Ronda 1.0, para instalar 12.5 MW se estimó una inversión de US\$ 42.500.000, es decir, 3,4 MMUS\$/MW. Fuente: (Escobar, 2017b)
Por otra parte, para una planta adjudicada en GENREN, para 40 MW se estimó necesitar US\$ 60.000.000, es decir, 1,5 MMUS\$/MW.
Fuente: (Escobar, 2017a). Esta variable es sensible a la escala de la planta y tecnologías de los equipos comprados.
Por otra parte, para simplificar los cálculos se estima que se realiza toda la inversión en el primer año de construcción.
- Valor Residual de la planta: 20% (Porcentaje de valor a recuperar de la inversión inicial en el último año del proyecto)
- Vida útil de la planta: 20 años. (En sincronía con el período de contratación con CAMMESA)
- Tiempo de construcción de la central: 24 meses. La etapa que comanda el camino crítico del proyecto, es la adquisición e instalación de la caldera. Dato proporcionado por la consultora “NeoConsulting”

- Horas operativas anuales: 8.280 hs
Se estima que la central trabajará durante 11.5 meses al año, siendo productivas unas 720 horas al mes. Se estima que la central no generará 15 días al año para realizarle un mantenimiento programado.
- Beneficios Fiscales: A modo de simplificar el modelo y de no otorgarle beneficios al proyecto que son muy particulares al tipo de tecnología a instalar, solamente se considerará en el modelo el beneficio de la amortización acelerada. El mismo resulta en la reducción del 60% de la vida útil de las inversiones para los bienes inmuebles. En otras palabras, la inversión inicial en vez de amortizar a 20 años, lo realizará en 12 años. (Ver Capítulo 4.2.3)
- Estructura de Capital: Se realiza la suposición que los inversores aportarán el 30% de la inversión necesaria mientras que se solicitará financiamiento a un banco por el 70% restante.
- Financiación: 70% de la Inversión Inicial necesaria (US\$ 70.000.000). Línea de financiamiento publicada por el Ministerio de Energía y Minería. Se decide armar el modelo pidiendo un único préstamo por el 70% de la inversión total necesaria. Es de esperar que los bancos impongan covenants, imposibilitando pensar en tomar más deuda en años siguientes. (Ver Anexo VII)

Fuente: (Subsecretaría de Financiamiento de la Producción, 2017)

- Moneda: US\$ estadounidenses.
- Plazo: 7 años.
- Período de gracia: Para simplificar los cálculos se toman 24 meses.
- Amortización: Trimestral
- TNA: 7%(Libor 360 + 5,28%), siendo la tasa Libor al 28/5/2017 (1,72%)

Fuente: (Global Rates, 2017)

5.2. Resultados obtenidos y análisis de sensibilidad

A continuación se presentan los resultados obtenidos con los parámetros explicados en el capítulo 5.1:

Tabla 8: Resultados evaluación económica financiera

Inversión	Proyecto	Accionista	Costo	Proyecto	Accionista	Precio	Proyecto	Accionista
MMUS\$/MW	TIR	TIR	U\$/MW	TIR	TIR	U\$/MW	TIR	TIR
2,00	15,60%	29,74%	-80,00	15,52%	23,26%	80,00	4,21%	4,92%
2,20	14,30%	23,15%	-85,00	14,59%	21,50%	85,00	5,86%	7,13%
2,40	13,17%	19,37%	-90,00	13,64%	19,73%	90,00	7,39%	9,29%
2,50	12,66%	17,96%	-95,00	12,66%	17,96%	110,00	12,66%	17,96%
2,70	11,73%	15,74%	-105,00	10,57%	14,35%	115,00	13,83%	20,08%
2,90	10,91%	14,02%	-110,00	9,47%	12,53%	120,00	14,96%	22,19%
3,00	10,53%	13,29%	-115,00	8,32%	10,69%	125,00	16,06%	24,29%
3,30	9,50%	11,48%	-120,00	7,10%	8,88%	130,00	17,12%	26,38%
3,50	8,89%	10,50%	-125,00	5,81%	7,07%	135,00	18,16%	28,46%
3,70	8,34%	9,66%	-130,00	4,42%	5,20%	140,00	19,16%	30,52%
4,00	7,59%	8,57%	-135,00	2,92%	3,53%	145,00	20,15%	32,58%

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1

En la Tabla 8 se observa que, con los parámetros mencionados anteriormente, un potencial inversor puede esperar una tasa interna de retorno (TIR) del 12.66% en dólares para el proyecto en su conjunto. Por otra parte, si se analiza la tasa interna de retorno esperada solo para el accionista, la misma asciende a 17.96% en dólares. Cabe destacar que los resultados anteriores fueron calculados teniendo en cuenta un precio adjudicado de 110 U\$/MW. Si la propuesta presentada por el sector de biomasa a la Secretaría de Energía es aceptada, el mismo probablemente ascendería a 130 US\$/MW (Ver capítulo 4.3.4.2). En este caso, la TIR para el proyecto resultaría en 17.12% y la TIR para el accionista en 26.38%. En contraposición, si la inversión resulta más costosa que 2.5 MMUS\$/MW, las tasas se ven fuertemente impactadas, siendo para un nivel de inversión de 3.00 MMUS\$/MW, la TIR del proyecto igual a 10.53% y la TIR del accionista de 13.29%. En el anexo X se enseña los flujos de fondos tanto del proyecto en su conjunto, el de la deuda y el del accionista. Cabe destacar que en los primeros 7 años, el accionista prácticamente no recibiría dividendos para pagar la deuda contraída. El detalle con la evolución del estado de resultados se encuentra en el Anexo IX.

CAPITULO 6: ENTREVISTAS Y ENCUESTA

“Toda mi vida trabajé en las renovables. Creo en la necesidad de la renovación de la matriz y sería un error grave perder esta oportunidad”

*Marcelo, Álvarez, titular de la Cámara Argentina de Renovables
(Río Negro Energía, 2017)*

En este capítulo se analizarán las entrevistas realizadas por el portal de noticias “Energía Estratégica”, para conocer la perspectiva del Subsecretario de Energías Renovables de la Nación y del titular de la Cámara de Energías Renovables de Argentina. Se buscará identificar sus opiniones acerca de la situación actual del sector renovable, conocer el posicionamiento tomado por los inversores, cumplimiento de objetivos de ley 27.191 y finalmente, sus expectativas hacia el futuro para el sector.

6.1. Entrevista al Subsecretario de Energías Renovables de la Nación.

Como resultado de la entrevista realizada a Sebastián Kind, cuyo detalle puede observarse en Anexo IV, se obtuvieron los siguientes conceptos:

- Los precios adjudicados en las rondas son coherentes debido a que surgieron de reglas y normas claras. No son demasiado bajos como para imposibilitar la construcción de las centrales ni por otra parte, tampoco son muy altos, igualando a los costos asociados a las centrales térmicas.
- La firma de los contratos no están atrasadas, debido a que volumen adjudicado supero notablemente a lo planificado, la demora es normal debido a la cantidad de documentación a firmar.
- El marco regulatorio está pensado para evitar a los especuladores y adjudicar los proyectos a los oferentes que cuenten con el patrimonio y capital para poder desarrollarlos. Aún no se han informado casos de venta.
- En los próximos 12 y 30 meses se espera que entren en funcionamiento 3000 MW de potencia.
- El objetivo inicial del 8% de generación renovable a cumplir para fines del 2018, probablemente no se cumpla, la justificación viene dada por el tiempo que se demoró en sacar la norma en el Congreso. Igualmente hay mucha confianza que el objetivo del 20% se va a cumplir antes del año 2025.

6.2. Entrevista al titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables.

Como resultado de la entrevista realizada a Marcelo Alvarez, cuyo detalle puede observarse en el Anexo V, se obtuvieron los siguientes conceptos:

- A pesar de que las licitaciones del Plan Renovar se diseñaron con elementos para brindar confianza a los inversores, como es la garantía del Banco Mundial, el FODER, marco regulatorio de la ley 27.191, beneficios fiscales y contratación a 20 años, actualmente el gran desafío es la construcción de los proyectos.
- Con respecto a los precios adjudicados, los mismos no se deberían comparar con los precios internacionales. El mercado de renovable en Argentina prácticamente no tiene grandes antecedentes antes del Plan Renovar por lo que se está consolidando ahora.
- Los desafíos para el futuro son tres: Conseguir la mano de obra para realizar la instalación de los proyectos debido a que se han adjudicado muchos MW en pocas rondas. Por otro lado, se debe conseguir el financiamiento necesario y el gobierno debe asistir a los oferentes para facilitar los otorgamientos. Finalmente, se deben respetar los plazos acordados debido a que las penalidades por el incumplimiento son elevadas.
- Hoy día, con el plan Renovar se han remediado errores del pasado y el mercado se está consolidando para poder materializar los proyectos. Argentina se encuentra atrasado en lo que respecta desarrollo de proyectos renovables en comparación con países de la región.

6.3. Encuesta realizada por REN21

A continuación se explicarán los resultados de la encuesta realizada por REN 21, en el informe “Great debates towards 100% renewable energy”, cuyo detalle puede observarse en el Anexo VI.

- La mayoría de los expertos entrevistados estuvieron “De acuerdo” (35%) y “Muy de acuerdo” (36%) con la declaración de que es posible transformar la matriz energética mundial hacia una con fuentes 100% renovables. Los participantes de Australia, Oceanía y Europa indicaron que es económicamente y técnicamente posible aunque, los integrantes de USA, Japón y de países en desarrollo, en general no estuvieron de acuerdo. Estos últimos argumentaron que las tecnologías para transportar y almacenar la energía aún no están lo suficientemente avanzadas y por otro lado, en los países en desarrollo, el acceso al financiamiento y los problemas económicos, serían barreras que impedirían la transformación.
- En el año 2015, el consumo de energía renovable mundial era el 19,2% del total generado. Ninguno de los expertos cree que este porcentaje vaya a disminuir con el tiempo. El 90% de los entrevistados estimó que para el año 2050, al menos se duplicará a un 40% y, posiblemente se supere dicho nivel. India, donde los expertos suelen ser más escépticos, 75% de los expertos creyeron que la matriz energética se conformará con 60% de energías renovables. Las proyecciones más optimistas fueron las de los europeos, los cuales esperan que la participación sea entre 60% y 80%.
- Analizando la demanda global de energía, solo el 12% de los expertos entrevistados piensa disminuirá en un futuro. Mientras que el 2% sostiene que se mantendrá igual, el 84% restante dijo que la misma continuará en crecimiento. Estos últimos representaban a los países en desarrollo mientras que los primeros, eran de países desarrollados.
- No hubo consenso entre los entrevistados para determinar si las centrales de generación en el futuro serán del tipo centralizada o descentralizada. Estos conceptos se explicaron en el capítulo 2.4. Por otra parte, hubo consenso en

que la configuración actual para el transporte y la distribución de energía si debían cambiar, a causa de la creciente participación de las tecnologías solar y eólica en la matriz energética mundial. Una diversidad de opiniones se dieron para determinar con qué rapidez debía ocurrir lo antes mencionado. Mientras que los expertos de los países industrializados lo vieron como una necesidad urgente, aquellos de los países en desarrollo, sostuvieron que era un tema que debían manejar los gobiernos, siendo el sector privado un acompañante de sus políticas.

- Con respecto a la electrificación de las máquinas térmicas actuales, los entrevistados no compartieron una única visión. El futuro será determinado debido a políticas de estado que maneje cada país y las necesidades de consumo de energía. Referido a los costos de generación a partir de fuentes renovables, $\frac{3}{4}$ de los entrevistados estuvieron de acuerdo que continuarán disminuyendo, ganándoles a los costos a base de combustibles fósiles. Según los expertos entrevistados, durante los últimos 30 años, cada vez que se duplicó el mercado de la tecnología solar fotovoltaica, sus costos bajaron un 20%.
- En el año 2015, el nivel de inversiones anual para el desarrollo de energías renovables fué de 286 billones de US\$. Más del 60% de los entrevistados esperan que para el año 2050, el volumen al menos se duplique, independientemente de la región. Solo el 12% pensaron que las inversiones rondarían entre los 250 billones de US\$ y 300 billones de US\$. El 25% restante, anticipa un crecimiento moderado estimando un nivel de 400 billones de US\$. Cabe destacar que ningún experto consideró que el nivel actual de inversión vaya a descender, indicando el compromiso y fortaleza de la industria global de energías renovables.
- Hoy día hay cerca de 8.1 millones de personas trabajan en la industria de energías renovables. Los expertos esperan que crezca significativamente hacia el año 2050, al menos duplicando dicho valor.

CONCLUSIONES FINALES

Como cierre de la investigación, se incorporan las siguientes conclusiones sobre las hipótesis de trabajo:

H1: “Argentina cuenta con condiciones meteorológicas y recursos naturales superiores a otros países del mundo para la generación de energía del tipo renovable”.

Argentina dispone de adecuadas condiciones para el desarrollo de proyectos de energía solar, eólica, biogás, biomasa seca y pequeños aprovechamientos hidráulicos.

En primer lugar, Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del mundo. Los vientos de la Patagonia soplan de manera intensa y frecuente, a velocidades que superan al doble del mínimo necesario para poder generar energía. Se disponen de vientos de más de 6 m/s en el 70% del territorio nacional, con una dirección y constancia tal que permiten obtener factores de capacidad del 35% y superiores.

En segundo lugar, cuenta con una gran disponibilidad de zonas con altos niveles de radiación solar por unidad de superficie. Su optimización económica se localiza en la zona norte y oeste del país donde en amplias regiones del NOA, se puede generar energía por más de 2.000 horas por año, superando al promedio europeo.

Finalmente, la oferta leñosa sustentable del país se estimó en 193 millones de toneladas de biomasa (base seca) de las cuales, 143 millones de toneladas están disponibles para uso energético debido a su accesibilidad. Se consumen aproximadamente 8 millones de toneladas de biomasa seca por año, resultando el ciclo de regeneración de aproximadamente 24 años.

H2: “Se proponen atractivos incentivos a la inversión en la legislación argentina”.

A fines del año 2015 se decretó Emergencia Eléctrica y se declaró de interés nacional la generación de energía a partir del uso de fuentes renovables. Con la llegada de un nuevo Gobierno, se han quitado subsidios a las tarifas aplicadas tanto al sector residencial como al de Grandes Usuarios, incentivando el desarrollo del sector eléctrico nacional. Hoy día se concluye que hay un atractivo marco legal que acompaña la política de estado para la transformación de matriz eléctrica, ofreciéndose garantías tanto locales (FODER) como internacionales (Banco Mundial) para respaldar los contratos con el estado nacional. Se ofrecen incentivos fiscales para la inversión y contratos a largo plazo (20 años), adjudicándose precios en dólares. Por otra parte, se abrieron mesas de diálogo tanto para el sector de biogás como el de biomasa seca para modificar el “Pliego de bases y condiciones”, utilizado en las Rondas 1.0 y Ronda 1.5, con el fin de recibir propuestas de mejora para captar inversiones de los sectores mencionados en la Ronda 2.0, esperada para el segundo semestre del año 2017.

H3: “El sistema eléctrico argentino necesita transformarse en una matriz energética con mayor participación de generación renovable, no solo por un tema medioambiental, sino que también, por una conveniencia económica”.

Actualmente, la matriz eléctrica argentina está compuesta por un 2% de energías renovables y un 67% por centrales del tipo térmicas, las cuales necesitan combustibles fósiles para poder operar, siendo importados a muy elevados precios (Gran parte de las máquinas térmicas supera los 200 U\$S/MWh donde algunas hasta alcanzan los 300 U\$S/MWh).

Por otra parte, hay un desbalance entre el precio que se le paga a los generadores de energía y los ingresos obtenidos mediante las tarifas aplicadas a los usuarios finales. Esta diferencia es subsidiada por el estado nacional, siendo una componente importante en las cuentas de gastos nacionales, contribuyendo al déficit fiscal.

Teniendo en cuenta que las licitaciones durante el año 2016 para la generación de energía renovable, concretó el desarrollo de 2.3 GW de nueva capacidad a un precio promedio entre todas las tecnologías de 57.33 US\$/MWh, se concluye que el desarrollo de la matriz eléctrica argentina hacia una con mayor componente de energía renovable, no solo contribuye a la mitigación del cambio climático, sino que también, resulta económicamente beneficioso para el país.

Hipótesis principal

“En esta investigación se plantea como hipótesis principal, la viabilidad de poder realizar negocios rentables en Argentina, generando energía renovable a partir de la utilización de biomasa seca como combustible”.

Teniendo en cuenta los recursos biomásicos que posee Argentina y los resultados obtenidos del modelo de evaluación económica financiera, para un proyecto de generación de energía, a partir de biomasa seca, se concluye que un potencial inversor podría adquirir una tasa interna de retorno (TIR) del 12.66% en dólares (proyecto en su conjunto) y, una tasa interna de retorno esperada para el accionista del 17.96% en dólares, verificando la viabilidad del proyecto.

Glosario

- AGUEERA:** Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- CADER:** Cámara Argentina de Energías Renovables.
- CAMMESA:** Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
- CER:** Certificated Emissions Reduction.
- CIE:** Comercio Internacional de Emisiones.
- CMNUCC:** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
- ENRE:** Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- ERU:** Emission Reduction Unit.
- FAO:** Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura.
- FODER:** Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables.
- GEI:** Gases de efecto invernadero.
- GENREN:** Proyecto Generación Renovable.
- INDEC:** El Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina.
- INTA:** Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria.
- IPCC:** Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA:** The International Renewable Energy Agency.
- Ley 27.191:** Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- MDL:** Mecanismo para un Desarrollo Limpio.
- MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista.
- MW:** Unidad de potencia eléctrica, Megavatio.
- MWh:** Unidad de energía eléctrica, Megavatio-hora.
- OMM:** Organización Meteorológica Mundial.
- ONU:** Organización de las Naciones Unidas.
- PAH:** Pequeño Aprovechamiento Hidráulico
- PBI:** Producto Bruto Interno.
- PNUMA:** Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.
- PROBIOMASA:** Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa.
- REN21:** Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- SADI:** Sistema Argentino de Interconexión.
- STAT:** Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión.
- STDT:** Sistema de Dsitribución Troncal.
- UCA:** Unidades de Cantidad Atribuida.

Bibliografía

- Adaptation Fund. (2017). About the Adaptation Fund. Retrieved from <https://www.adaptation-fund.org/about/>
- Agenbur. (2017). Usos de la biomasa. Retrieved from <http://www.agenbur.com/es/contenido/index.asp?idoc=410>
- AGUEERA. (2015). Características del mercado eléctrico argentino. *Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de La República Argentina*. Retrieved from http://acigra.org.ar/publico/files/Presentación_agueera_acigra_v3.pdf%0D
- AGUEERA. (2017). Reporte Marzo 2017. *Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de La República Argentina*.
- Aguilar, S. (2014). La promoción de energías renovables en Argentina: el caso Genren. *International Centre for Trade and Sustainable Development*. Retrieved from <http://www.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-promoción-de-energías-renovables-en-argentina-el-caso-genren>
- AMARTIN. (2015). Master en energías renovables y mercado energético. Retrieved from <http://www.eoi.es/blogs/merme/comparativa-de-eolica-terrestre-y-marina-situacion-en-el-mundo-y-posibilidades-en-espana/>
- Anaya. (n.d.). La energía. Retrieved from <http://slideplayer.es/slide/1632006/>
- Aranguren, J. . (2016). Las 10 frases que dejó Aranguren sobre el aumento de tarifas. *Clarín*. Retrieved from https://www.clarin.com/politica/frases-dejo-aranguren-aumento-tarifas_0_VJwbkUdKx.html
- Aringoli, F. (2017). Contratos entre privados: Sebastián Kind aseguró que trabaja en un "borrador." *Energía Estratégica*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/contratos-privados-esperamos-contar-borrador-las-proximas-semanas/>
- ATE. (2016). Análisis del Presupuesto 2017 de la Administración Nacional Pública. *Asociación Trabajadores Del Estado*. Retrieved from <http://www.ate.org.ar/img/pdf/pub/tapa-5.pdf>
- Banco Central de la República Argentina. (2017). *Resultados del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)*. Retrieved from http://www.bcra.gob.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/REM170428_Resultados_web.pdf
- BBVA. (2016). Sector Eléctrico Argentino - Análisis Sectorial. *BBVA Corporate & Investment Banking*.
- Bolsa de Comercio de Buenos Aires. (n.d.). Cambio climático - Bonos de Carbono. *Fundación Mundo Sin Fronteras*. Retrieved from <http://fundacionmundosinfronteras.org/nuestro-trabajo/cambio-climatico-bonos-de-carbono/>
- Bolsacba. (2007). El mercado de bonos de carbono y su potencial para Argentina. *Bolsa de Comercio de Córdoba, Cap. 11*. Retrieved from <http://bolsacba.com.ar/buscador/?p=1439>
- CADER. (2015). Reporte Ejecutivo del Sector Eléctrico. *Cámara Argentina de Energías Renovables*. Retrieved from <https://www.dropbox.com/s/ppxugpa3b4m1jas/cader-reporte-ejecutivo-del-sector-electrico-15102015.pdf?dl=0>
- CADER. (2016). 2017 el año de las energías renovables. *Cámara Argentina de Energías Renovables*. Retrieved from <http://www.cader.org.ar/informe-anuario-2016-documento-de-analisis-del-mercado-de-las-energias-renovables/>

- CAMMESA. (2017). *Base de datos para informe mensual - marzo 2017*. Retrieved from [http://www.cammesa.com/archcount.nsf/LinkCounter?OpenAgent&X=InformeMensual*MA RZO*2017&L=/linfomen.nsf/WInforme+Mensual/6F2DBD08960554010325810D003F9C87/\\$File/BASE_INFORME_MENSUAL_2017-03.zip](http://www.cammesa.com/archcount.nsf/LinkCounter?OpenAgent&X=InformeMensual*MA RZO*2017&L=/linfomen.nsf/WInforme+Mensual/6F2DBD08960554010325810D003F9C87/$File/BASE_INFORME_MENSUAL_2017-03.zip)
- Central geotérmica. (n.d.). Energía geotérmica. Retrieved from <https://sites.google.com/site/energiageotermicaaaa/energia-geotermica/central-geotermica>
- CESO. (2016). Elementos sobre el presupuesto 2017. *Centro de Estudios Económicos Y Sociales*. Retrieved from http://www.ceso.com.ar/sites/default/files/informe_ppto_2017_v3.pdf
- CMNUCC. (2017). United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved from http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/items/6168.php
- Cronista. (2016). Bonos de Carbono - Cómo presentar un proyecto. *El Cronista*. Retrieved from <https://www.cronista.com/impresageneral/Bonos-de-carbono-como-presentar-un-proyecto-20160720-0001.html>
- Cronista. (2017). *Cuáles son los principales puntos del “Plan Empalme.”* Retrieved from <https://www.cronista.com/economiapolitica/Cuales-son-los-principales-puntos-del-Plan-Empalme-20170503-0053.html>
- Energía Estratégica. (2017). El Gobierno fija fecha estimativa para la licitación específica de bioenergías. *Energía Estratégica*.
- Energías de mi país. (2017). Mapas de vientos. Retrieved from <http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/energia-eolica/>
- Escobar, P. (2017a). Grupo INSUD invertirá US\$ 60 millones en Corrientes y construirá la mayor planta de generación de energía con biomasa forestal del país. *Misiones Online*.
- Escobar, P. (2017b). Invertirán U\$S 42,5 millones en una planta de generación de energía con residuos madereros en Corrientes. *Misiones Online*. Retrieved from <http://misionesonline.net/2017/01/27/invertiran-us-425-millones-en-una-planta-de-generacion-de-energia-con-residuos-madereros-en-corrientes/>
- Esteve, J. (2012). Reciclaje Verde.
- FAO-INTA. (2009). Análisis del balance de energía derivada de biomasa en Argentina. *Wisdom Argentina*. Retrieved from https://www.minem.gob.ar/archivos/Reorganizacion/probiomasa/WISDOM_Arg_Informe_Final.pdf
- G. Mariand, T.A. Boden, R. J. A. (2008). Annual CO2 emissions. In *Encyclopedia Britannica, Inc*. Retrieved from <https://www.pmfias.com/unfccc-kyoto-protocol-common-but-differentiated-responsibilities-clean-development-mechanism-carbon-credits-trading/>
- García Garrido, S. (2013). Centrales termoeléctricas de biomasa. Retrieved from <http://www.plantasdebiomasa.net/centrales-termoelectricas-de-biomasa.html>
- Global Rates. (2017). *12 month US Dollar LIBOR interest rate*. Retrieved from <http://www.global-rates.com/interest-rates/libor/american-dollar/usd-libor-interest-rate-12-months.aspx>
- Greenpeace. (2017). Energías Limpias. *Greenpeace Argentina*. Retrieved from <http://www.greenpeace.org/argentina/es/campanas/cambio-climatico/energias-limpias/>
- Grossi, H. (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina. *Universidad Nacional de Lujan Y La Secretaría de Ciencia Y Tecnología*.
- Gubinelli, G. (2015). Argentina y su inmenso potencial para montar plantas de biogás. *Energía Estratégica*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/argentina-y-su-inmenso->

potencial-para-montar-plantas-de-biogas/

- Gubinelli, G. (2016). Planta de biomasa forestal de 40 MW entrará en operaciones en 2018. *Energía Estratégica*.
- Gubinelli, G. (2017a). Destacan la labor de PROBIOMASA e insisten con licitaciones para biomasa. *Energía Estratégica*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/igt-energy-destaca-la-labor-probiomasa-e-insiste-lanzamiento-licitaciones/>
- Gubinelli, G. (2017b). Fijan precios por MWh: la carta que actores del biogás presentaron al Ministerio de Energía. *Energía Estratégica*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/fijan-precios-mwh-la-carta-actores-del-biogas-presentaron-al-ministerio-energia/>
- Houghton, J. T., Jenkins, G. J., & Ephraums, J. J. (1990). Climate Change The IPCC Scientific Assessment. *ipcc*. <https://doi.org/10.1097/MOP.0b013e3283444c89>
- Infobae. (2017). *Otro golpe al bolsillo: el Gobierno analiza un aumento en los colectivos*. Retrieved from <http://www.infobae.com/sociedad/2017/02/21/otro-golpe-al-bolsillo-analizan-un-aumento-en-el-boleto-de-colectivo/>
- IPCC. (1988). Intergovernmental Panel on Climate Change. Retrieved from http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml
- IPCC. (2014). Cambio climático 2014. *Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático*. Retrieved from https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5_wgII_spm_es.pdf
- IPCC Latinoamérica. (2014). El Quinto Reporte de Evaluación del IPCC ¿Qué implica para Latinoamérica? *Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático*. Retrieved from <https://cdkn.org/wp-content/uploads/2014/12/INFORME-del-IPCC-Que-implica-para-Latinoamerica-CDKN.pdf>
- IRENA. (2015a). Renewable power generation costs in 2014. *International Renewable Energy Agency*. Retrieved from https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- IRENA. (2015b). Rethinking Energy (IRENA flagship report) - 2015 Edition. *International Renewable Energy Agency*, 344. <https://doi.org/10.1002/9781119994381>
- Kyoto. (1998). Protocolo de kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. *Protocolo de Kyoto*, 61702, 20. Retrieved from <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- Kyoto. (2011). Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto. Retrieved from https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_climático#/media/File:Kyoto_Protocol_participation_map_2010.png
- Kyoto. (2017). Protocolo de Kyoto sobre cambio climático Argentina. In *Encyclopedia Wikipedia*. Retrieved from https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_climático
- Ley 27.191. (2015). *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Modificación*. Retrieved from <http://portalweb.cammesa.com/Documentos compartidos/Noticias/Ley N° 27191-2015.pdf>
- Ley N° 24295. (1993). Ley N° 24.295. Apruébase la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Retrieved from http://www0.unsl.edu.ar/~atissera/Leyes Nacionales/Ley_Nac_24295_Cambio_Climatico.pdf

- Ley N° 25438. (2001). Ley nacional 25.438. Apruebase el Protocolo de Kyoto de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, adoptado en Kyoto - Japón. Retrieved from <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=67901>
- Macri, M. (2017). Las frases más destacadas de Macri ante el Congreso. *Telam*. Retrieved from <http://www.telam.com.ar/notas/201703/181107-las-frases-mas-destacadas-de-macri-ante-el-congreso.html>
- Ministerio de Energía y Minería. (2016). *Plan estímulo al ahorro de energía*. Retrieved from https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6891/AS_14817245791.pdf
- Mundo sin Fronteras. (2017). Cambio climático - Bonos de carbono. *Fundación Mundo Sin Fronteras*. Retrieved from <http://fundacionmundosinfronteras.org/nuestro-trabajo/cambio-climatico-bonos-de-carbono/>
- Neoconsulting. (2017). *Propuesta de modificaciones al pliego de bases y condiciones del programa Renovar - Biomasa seca*.
- Obama, B. (2015). Obama: Las renovables son “el futuro de América.” *Enernews*. Retrieved from <http://www.enernews.com/nota/287171/obama-afirma-que-las-renovables-son-el-futuro-de-america->
- Obarrio, M. (2016). El Gobierno ahorrará \$ 25.000 millones con el recorte a los subsidios en energía. *La Nación*. Retrieved from <http://www.lanacion.com.ar/1908367-el-gobierno-ahorrara-25000-millones-con-el-recorte-a-los-subsidios-en-energia>
- Ojea, L. (2007). Energías renovables. *La Fuerza Verde*. Retrieved from http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/energias-renovables/ENERGIAS_RENOVABLES.pdf
- Pampa Energía. (2017). Electricidad - El sector eléctrico argentino. Retrieved from http://ri.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=2&conta=47&tip o=24234#topo
- Plan Renovar Ronda 1.0. (2016). Pliego de bases y condiciones. *Ministerio de Energía Y Minería*. Retrieved from [http://portalweb.cammesa.com/Documentos_compartidos/Noticias/RenovAr/RenovoAr Ronda 1 -PBC con Anexos \(vf 25-07-16\).pdf](http://portalweb.cammesa.com/Documentos_compartidos/Noticias/RenovAr/RenovoAr Ronda 1 -PBC con Anexos (vf 25-07-16).pdf)
- PNUMA. (n.d.). Mecanismo de Desarrollo Limpio. *Programa de Las Naciones Unidas Para El Medio Ambiente*. Retrieved from <http://cd4cdm.org/Guidebooks.htm>
- Portal Educativo. (2012). Energía renovable y no renovable. Retrieved from www.portaleducativo.net
- Probiomasa. (2017). Protocolo de Kyoto -Mecanismos de Desarrollo Limpio. *Proyecto Para La Promoción de La Energía Derivada de Biomasa*.
- PWC. (2017). *Energías renovables en Argentina (Oportunidades en un nuevo contexto de negocios)*.
- Río Negro Energía. (2017). “El RenovAr tiene elementos de confianza para los inversores internos y externos.” *Energía Estratégica*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/cambio-importante-renovar-elementos-confianza-los-inversores-internos-externos/>
- Ronda Biogás. (2017). Procedimiento para celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con centrales de biogás hasta 7 MW. *Subsecretaría de Energías Renovables*. Retrieved from <http://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2017/05/Nota-biogás.pdf>
- Subsecretaría de Energías Renovables. (2017). *Precios adjudicados del programa RenovAr. Rondas 1 y 1.5*. Retrieved from <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios->

adjudicados-del-programa-renovar.html%0D

Subsecretaría de Financiamiento de la Producción. (2017). *Línea de financiamiento con bonificación de fondear proyectos destinados al uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica*. Retrieved from <http://www.produccion.gob.ar/wp-content/uploads/2017/04/Linea-de-Financiamiento-FONDEAR-Energias-Renovables-.pdf>

Towards, G. D. (2017). *Renewables global futures report: great debates towards 100 % renewable energy*. Retrieved from <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/03/GFR-Full-Report-2017.pdf>

Ucea, A. de. (2013). *Energía eléctrica (1): Introducción a energía, potencia, demanda y consumo*.

UNFCCC. (1992). *Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. Convención Marco de Las Naciones Unidas Sobre El ...*, 62301, 98. Retrieved from https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf

UNFCCC. (2016). *La conferencia de Marrakech impulsó la implementación del Acuerdo de París. United Nations Framework Convention on Climate Change*. Retrieved from http://unfccc.int/portal_espanol/items/3093.php

Valor Soja. (2012). *La estafa de la década: se derrumbó el mercado de bonos de carbono. Valorsoja.com*. Retrieved from <http://www.valorsoja.com/wp-content/uploads/BonosdeCarbono.xls%0D>

Villalonga, J. C. (2012). *Energía Solar en la ciudad de Buenos Aires. Agencia de Protección Ambiental*. Retrieved from http://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/documents/energia_solar_en_la_ciudad.pdf

Villalonga, J. C. (2013). *Energías renovables : ¿Por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016? Fundación AVINA Argentina*. Retrieved from <https://dl.dropboxusercontent.com/u/78017440/energias-renovables-14-vf.pdf>

Wikipedia. (2015). *Energía geotérmica*. In *Encyclopedia Wikipedia*. Retrieved from https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_geotérmica

YouBioit. (2016). *¿Cómo funciona el sistema eléctrico argentino?* Retrieved from <https://www.youbioit.com/es/article/informacion-compartida/26481/por-que-en-capital-federal-se-paga-mas-barata-la-electricidad-q>

Anexos

Anexo I. Oferta de biomasa por categoría y provincia (Miles de tn en base seca)

	Provincia	Productividad Total (fuentes directas)	Productividad No industrial (potencialmente disponible)	Productividad potencialmente disponible y Accesible	Subproductos de Aserraderos y Poda de cultivos leñosos permanentes	Biomasa leñosa Total, accesible y potencialmente disponible	Otra biomasa no leñosa potencialmente disponible (pajilla de arroz + subproductos de la agroindustria)	Biomasa Total accesible y potencialmente disponible	Biomasa Comercial accesible y potencialmente disponible
		maikg_med	maikgav_md	acmaikg_md	frudryres_kg + r_asr_kg	acwbkg_md		ac_bkg_md	ac_bkgmd_c
2	Ciudad de Bs. As	1,4	1,4	1,4	0,0	1,4	5,4	6,7	5,5
6	Buenos Aires	8.970,2	8.116,1	7.696,8	52,6	7.749,4	0,0	7.749,4	4.068,0
10	Catamarca	2.973,3	2.973,1	2.082,4	28,1	2.110,5	57,5	2.168,0	1.809,8
14	Córdoba	7.014,0	6.796,5	6.017,4	8,4	6.025,8	180,3	6.206,1	3.742,5
18	Corrientes	8.899,0	6.100,8	5.527,9	565,3	6.093,2	208,5	6.301,7	5.363,4
22	Chaco	14.880,6	14.316,0	13.438,6	17,1	13.455,7	34,7	13.490,4	12.785,0
26	Chubut	8.367,6	8.348,3	4.253,7	2,5	4.256,2	0,0	4.256,2	2.570,5
30	Entre Ríos	5.951,6	4.445,5	4.027,9	254,2	4.282,1	229,0	4.511,2	3.665,3
34	Formosa	10.387,6	10.261,4	9.650,9	14,9	9.665,8	2,2	9.667,9	9.230,0
38	Jujuy	4.360,4	4.215,7	2.343,4	23,7	2.367,1	303,7	2.670,7	2.577,6
42	La Pampa	11.773,5	11.772,0	10.688,2	3,4	10.691,6	0,0	10.691,6	9.185,1
46	La Rioja	3.192,9	3.170,2	2.428,6	29,4	2.458,0	48,2	2.506,2	1.762,2
50	Mendoza	7.420,5	7.375,1	6.307,5	432,3	6.739,8	114,4	6.854,2	5.258,2
54	Misiones	10.930,3	8.147,1	4.414,4	857,8	5.272,3	5,4	5.277,7	5.167,6
58	Neuquén	8.072,6	8.028,4	2.561,4	34,6	2.596,0	0,0	2.596,0	1.895,9
62	Río Negro	10.346,7	10.325,0	7.301,0	150,6	7.451,6	0,0	7.451,6	5.382,9
66	Salta	22.650,5	22.602,0	16.941,6	71,8	17.013,4	137,8	17.151,2	16.634,1
70	San Juan	1.185,4	1.185,4	474,0	93,1	567,1	45,5	612,6	220,6
74	San Luis	5.268,3	5.230,8	4.637,7	0,9	4.638,5	0,0	4.638,5	3.746,6
78	Santa Cruz	4.878,7	4.878,7	3.284,9	1,1	3.286,0	0,0	3.286,0	1.591,7
82	Santa Fe	5.346,7	5.242,8	5.015,4	9,7	5.025,1	27,9	5.053,0	3.262,7
86	Santiago del Estero	18.366,1	18.272,6	17.257,8	13,2	17.271,1	6,3	17.277,4	16.392,1
90	Tucumán	3.602,5	3.577,2	2.386,9	79,5	2.466,4	881,0	3.347,4	3.212,8
94	Tierra del Fuego	8.273,0	8.197,0	4.588,0	0,3	4.588,3	0,0	4.588,3	4.490,1
	Total	193.113	183.579	143.328	2.745	146.072	2.288	148.360	124.020

Fuente: (FAO-INTA, 2009)

Anexo II. Consumo de biomasa por provincia (tn en base seca/año)

Provincia	Sector residencial		Restaurantes y asados		Panaderías	Ladrilleras	Secaderos de Yerba mate y té	Consumo Total		
	2001	2007	Carbón	Leña-equiv.	Leña	Leña	Leña	2001	2007	
	Leña o leña-equivalente							Leña o leña-equivalente		
2	Ciudad de Bs. As	1.080	1.620	67.534	337.672	20.266	0	359.018	359.558	
6	Buenos Aires	54.482	81.722	248.390	1.241.950	272.147	649.747	2.218.326	2.245.566	
10	Catamarca	30.427	45.641	3.809	19.046	12.303	22.180	83.956	99.169	
14	Córdoba	41.788	62.682	51.509	257.543	26.578	112.417	438.326	459.219	
18	Corrientes	131.836	197.754	11.924	59.619	61.166	44.217	32.733	329.572	395.490
22	Chaco	162.890	244.335	12.709	63.544	64.679	46.287		337.399	418.844
26	Chubut	23.702	35.553	6.704	33.520	16.958	28.448		102.628	114.479
30	Entre Ríos	64.962	97.443	17.239	86.196	11.442	67.244		229.844	262.325
34	Formosa	97.781	146.671	5.826	29.129	31.968	24.095		182.973	231.863
38	Jujuy	73.516	110.274	7.881	39.403	9.972	35.144		158.035	194.793
42	La Pampa	3.163	4.745	4.874	24.368	11.550	20.020		59.102	60.684
46	La Rioja	14.167	21.251	3.726	18.628	10.501	19.538		62.835	69.918
50	Mendoza	22.808	34.211	21.822	109.112	30.355	89.952		252.226	263.630
54	Misiones	250.661	375.992	11.181	55.904	63.435	46.388	239.581	655.969	781.299
58	Neuquén	12.076	18.114	7.504	37.521	10.676	20.665		80.938	86.976
62	Río Negro	26.327	39.490	8.321	41.606	6.843	30.401		105.177	118.341
66	Salta	138.351	207.527	13.282	66.409	21.599	52.598		278.956	348.132
70	San Juan	15.876	23.814	8.566	42.829	11.805	40.929		111.440	119.378
74	San Luis	11.771	17.657	5.797	28.983	5.586	25.116		71.456	77.342
78	Santa Cruz	2.381	3.572	3.408	17.041	12.940	13.878		46.240	47.431
82	Santa Fe	45.687	68.530	51.539	257.694	95.843	91.023		490.247	513.090
86	Santiago del Estero	169.855	254.783	7.773	38.866	44.922	37.383		291.026	375.953
90	Tucumán	80.248	120.372	16.509	82.546	14.301	61.361		238.456	278.580
94	Tierra del Fuego	861	1.292	1.781	8.906	3.411	87		13.265	13.696
	Total	1.476.696	2.215.044	599.607	2.998.035	871.246	1.579.117	272.314	7.197.408	7.935.756

Fuente: (FAO-INTA, 2009)

Anexo III. Programa de provisión de energía renovable (GENREN)

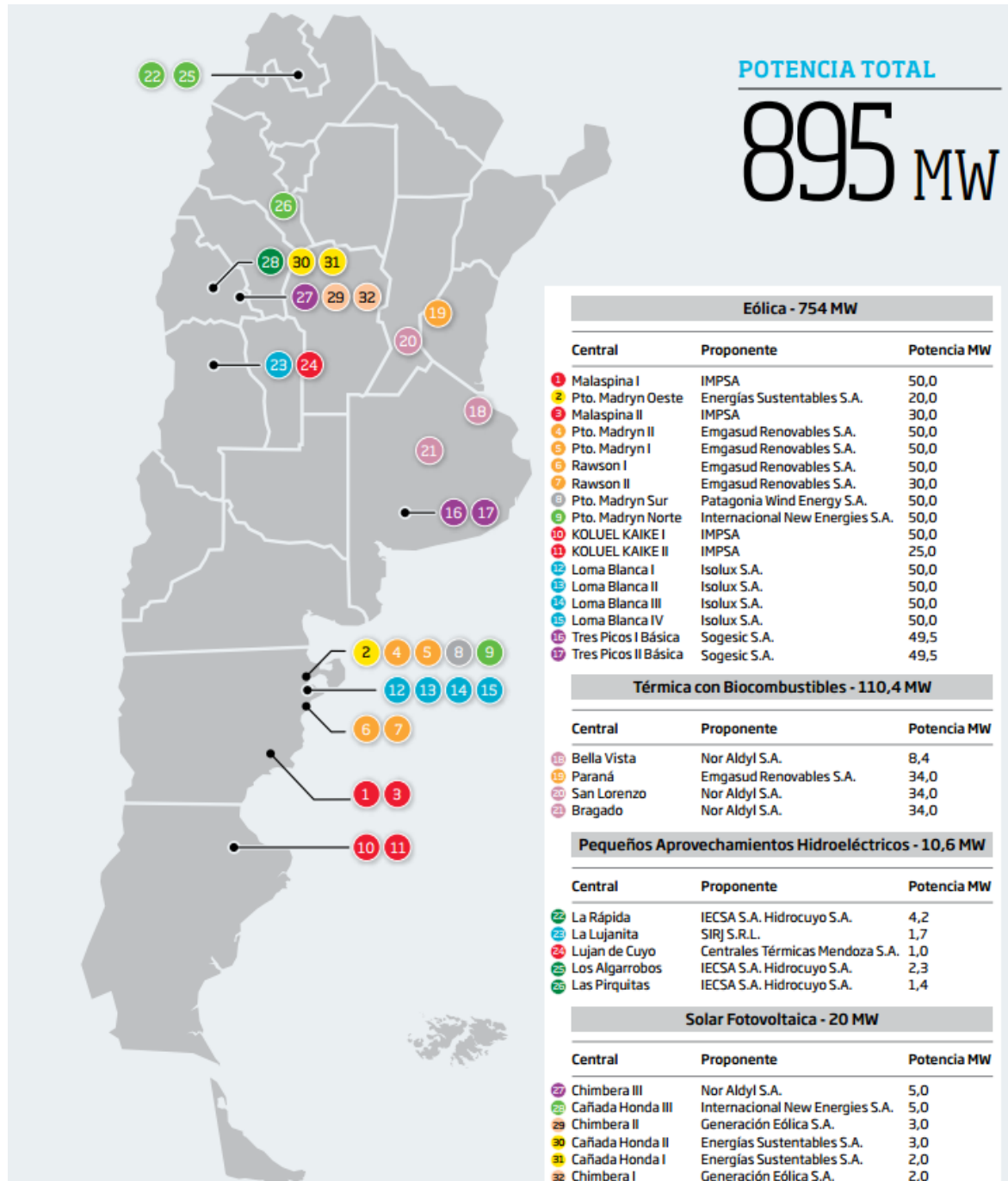


Figura 62: Programa de provisión de energía eléctrica de fuentes renovables (GENREN)

Fuente: (Villalonga, 2013)

Anexo IV. Entrevista al Subsecretario de Energías Renovables

Entrevista a : Sebastián Kind, Subsecretario de Energías Renovables de la Nación Argentina. **Fuente:** (Aringoli, 2017)

P1: ¿Los precios de las próximas licitaciones serán más altos?

R1: De ningún modo. No veo por qué. Los que creyeron que los precios iban a ser otros son los que estaban acostumbrados a otra Argentina. Cuando uno pone sobre la mesa las reglas de juego claras y desde el Estado se da al inversor seguridad, lo que termina ocurriendo es que se estructuran proyectos de largo plazo y eso hace que los precios sean el reflejo de lo obtenido.

Lo cierto es que, si los precios hubiesen sido muy bajos, los proyectos no se construirían y hoy lo que está sucediendo en el mercado no nos dice eso, sino todo lo contrario.

P2: ¿Los contratos entre privados pueden modificar los valores?

R2: El precio del mercado es un precio que va en función de muchos componentes. Entre ellos la tasa del dinero propio de la empresa que hace el proyecto, la tasa de la deuda que consigue y fundamentalmente eso va contra el riesgo de cobro o el riesgo del comprador de la energía.

P3: Se espera una resolución para regular este mercado ¿Tiene fecha?

R3: Esperamos contar con un borrador en las próximas semanas. La idea es hacer un proceso de tipo participativo, como lo hicimos con RenovAr. Vamos a estar abiertos durante un tiempo para recibir consultas y sugerencias. La resolución tiene cierta complejidad por eso llevó tiempo.

P4: ¿La firma de los contratos de RenovAr están atrasados?

R4: La respuesta es que no. Está en tiempo. La ronda 1 del programa, por una cuestión del volumen de proyectos que se adjudicaron y que requerían mucha documentación para la firma, lo logramos en tres instancias. El mes pasado se cerró la última con 1.142 MW que es el 100% de los proyectos.

Para la ronda 1.5 más que retraso ocurre lo contrario. Se anticipa la firma porque el pliego de bases y condiciones establecía 120 días desde la adjudicación y eso cae a fines del mes de mayo. Ya iniciamos la firma. Por esto decimos que no está demorado sino todo lo contrario, lo estamos anticipando.

P5: ¿Los contratos firmados se pueden vender?

R5: En cualquier mercado del mundo los proyectos como tales tienen el permiso de ser vendidos, cedidos o comercializados.

Nosotros planteamos un mecanismo para reducir al máximo la especulación -algo normal en cualquier mercado-, que asegure que quien suscribe la oferta y quien entrega las garantías pueda justificar la cobertura dentro de su balance. Es decir que tiene que tener una cantidad de patrimonio neto para poder ofertar y en función de eso se lo deja o no recibir la oferta.

Por esto sabemos que todos los que ofertaron están en condiciones de ir para adelante porque tienen el dinero para hacer el proyecto. Ahora eso no quiere decir que aun teniendo el dinero para poder hacerlo, quien es dueño de ese proyecto adjudicado no quiera o no pueda comercializarlo.

P6: ¿Hubo casos de venta?

R6: Por el momento en todo lo que se está adjudicando nadie nos informó que haya vendido. De cualquier manera, que eso suceda no es para asustarse, lo que hemos hecho es minimizar la situación de especulación.

P7: ¿Cuál es el futuro de las energías renovables en el país para el corto y el largo plazo?

R7: En instalación hemos sacado entre RenovAr 1, 1.5 y la resolución 202 (que acomoda viejos contratos) cerca de 3.000 MW. Recién terminamos de firmar el 100% de la ronda 1 e iniciamos la firma de la ronda 1.5. A satisfacción de todos creemos que esto es algo muy conveniente para el país, estos proyectos vienen en tiempo y forma. Son los primeros que se van a materializar y en los próximos 12 y 30 meses tienen que entrar en operación comercial.

Respecto del largo plazo, lo que debe pasar es lo que dice la ley y nos hemos comprometido a cumplirla. La ley propone llegar con un piso del 20% de acá a 8 años.

P8: ¿Es un objetivo alto?

R8: Lo que tal vez quedó alto es el subjetivo del 8% inicial. La razón por la que sucede eso es porque el Congreso demoró muchísimo en sacar la norma. Lo cierto es que ese tiempo, que podría haber sido sustancialmente menor, hubiese dado más plazo a favor.

El 8% quizá quede cubierto unos meses corrido, pero si pensamos que Argentina ha hecho nada en la materia, hablar de meses es casi realmente algo menor. Lo que terminará pasando es que el 20% llegará antes del 2025 por lo que sólo queda apretado el primer escalón.

Anexo V. Entrevista al titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables

Entrevista a : Marcelo Alvarez, titular de la Cámara Argentina de Energías Renovables. **Fuente:** (Río Negro Energía, 2017)

P1: ¿Se pueden vender los contratos?

R1: Sí y hay varios rumores dando vueltas.

Hay dos actores: gente que desarrolla el proyecto y lo vende porque ese es su negocio. La ganancia está puesta ahí y es una práctica habitual en el mundo. Otros venden porque ven que no le cierran los números.

Esperamos que los proyectos que no se pueden construir porque no tienen financiamiento o la escala no le da para alcanzar los precios que pusieron sea ínfima y que se construyan en los tiempos previstos. Desde la cámara lo que hacemos es ayudar a crear condiciones para que los proyectos no se caigan.

P2: ¿Todavía no arrancan y ya no cierran los números?

R2: La visión de parte del sector es que los que entraron en la ronda 1.5 igualando precios no están seguros de tener rentabilidad al precio que ofertaron. Lo pusieron porque se quedaban afuera.

Propietarios de proyectos chicos se pueden asociar o venderlo a uno grande, porque vender al precio de los grandes, va a ser imposible. Se puede formar un mercado secundario, como pasó en Uruguay.

P3: ¿Qué pasará con los inversores?

R3: Un cambio muy importante en RenovAr es que tiene elementos de confianza para los inversores internos y externos. Con garantías del Banco Mundial y la creación del Fondo de Energías Renovables (Foder), más el marco regulatorio de la 27.191, que tiene beneficios fiscales y posibilita extender los contratos a 20 años, las ofertas fueron buenas y se firmaron casi 2,5 gigavatios. Ahora hay que construir los proyectos.

P4: ¿En el país no hay un precio firme de referencia?

R4: No, en RenovAr (Ronda) 1 la baja de precios fue mucho más agresiva de lo que esperábamos. En RenovAr 1,5 era condición y los dueños de los proyectos o bajaban los precios o se quedaban afuera.

Argentina no tiene más de 25 MW instalados y sólo la solar del proyecto de Jujuy sumará 300 MW. No hay forma de tener referencia de precio y se recurrió a la formación de precios del mercado internacional. Pero el mercado local es otra cosa, tiene UOCRA, distancias, y una serie de cosas a atender, ninguna insalvable, pero que genera costos.

P5: ¿Cuáles son los desafíos próximos?

R5: Tener instaladores de calidad para que en paralelo se construyan todos los proyectos. El país hasta el año pasado tenía recurso humano en exceso, pero ahora que se contratan tantos megas, será un desafío tener el recurso humano.

La otra es que el financiamiento pautado se cumpla. El gobierno tiene que ver que consigan el financiamiento tal cual lo esperan. Muchas veces entre los acuerdos iniciales y la letra chica para hacer el desembolso aparecen problemas. La tercera es que todos los aprendan la implementación del marco regulatorio lo más rápido posible para que se cumplan los plazos pautados. Las multas por incumplimientos son altas, porque si mentiste, le sacaste la posibilidad a otro oferente.

P6: ¿Qué pasará con la regulación de compraventa de energía entre privados?

R6: Creo que en marzo saldrá la resolución del Ministerio de Energía para establecer cómo se firma un contrato entre privados. La idea es que puedan comprar de privado a privado o autogenerarse. Depende de cómo salga esa resolución, el mercado se va a consolidar o a complicar.

Energía tiene la decisión política de estimular el mercado privado y no que sea sólo Cammesa la que compre por medio de subastas. Si bien será el actor principal, el 25% que son grandes usuarios, puedan comprar de manera directa.

P7: ¿Cómo define este momento del sector?

R7: El mercado está ante una bisagra que genera un salto cuantitativo y cualitativo. El país estuvo muchas veces ante posibilidades de dar el salto. RenovAr trató de remediar errores, pero tiene flancos adversos. Depende de que –si hay– compradores de contratos en forma secundaria, no sean especuladores, que trabajemos para que los contratos se construyan y entendamos que la ganancia se dará cuando la rueda se mueva.

Es un nicho que está lo suficientemente maduro para poder desarrollar los proyectos. En tamaño de necesidad, en Latinoamérica Argentina está atrás de México y Brasil y está en el puesto 14 en cuanto a desarrollo. Entramos tarde, pero hay que avanzar y no cometer los mismos errores.

Anexo VI. Encuesta realizada por REN21

Se presenta los resultados de la encuesta publicada en el reporte “Great debates towards 100% renewable energy”, realizada por el REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), siendo la red internacional más grande del mundo, la cual conecta a los actores del sector de energías renovables. Para el armado de la misma se entrevistaron a 114 expertos distribuidos alrededor del mundo.

P1: ¿Es posible y realista transformar la matriz eléctrica mundial en un 100%?

R1:

Muy de acuerdo	De acuerdo	Neutral	En desacuerdo	Muy en desacuerdo
36%	35%	12%	12%	5%

P2: ¿Cuál será el porcentaje de consumo de energía eléctrica a base de energías renovables esperado para el año 2050?

R2:

21-30%	31-40%	41-50%	51-60%	61-70%	71-80%	81-90%	91-100%
3%	7%	18%	23%	15%	12%	14%	8%

P3: Comparando con el año 2015, ¿Aumentará o disminuirá la demanda de energía para el año 2050?

R3:

<-20%	-20%	-10%	-5%	+/- 0	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%
0%	5%	2%	5%	2%	9%	28%	28%	0%	21%

P4: ¿Dominará la generación de energía en forma descentralizada en el año 2050?

R4:

Muy de acuerdo	De acuerdo	Neutral	En desacuerdo	Muy en desacuerdo
30%	33%	16%	19%	2%

P5: ¿La electrificación del sector térmico continuará en el futuro hasta transformarlo completamente?

R5:

Muy de acuerdo	De acuerdo	Neutral	En desacuerdo	Muy en desacuerdo
10%	29%	20%	39%	2%

P6: ¿El costo de generación de energías renovables continuará disminuyendo hasta reemplazar a la generación por combustibles fósiles?

R6:

Muy de acuerdo	De acuerdo	Neutral	En desacuerdo	Muy en desacuerdo
25%	42%	20%	12%	1%

P7: ¿Cuál será el nivel de inversión para el desarrollo de energías renovables al año 2050?

R7:

250-300 bn US\$	350-400 bn US\$	450-500 bn US\$	500-550 bn US\$	>550 bn US\$
12%	13%	8%	4%	63%

P8: Actualmente hay 8.1 millones de personas empleadas en el sector de energías renovables. ¿Cuántas personas serán empleadas en el sector de energías renovables para el año 2050?

R8:

<5MM	<10MM	<15MM	<20MM	<25MM	<30MM	<35MM	<40MM	<45MM	>45MM
0%	0%	7%	9%	11%	17%	4%	5%	6%	41%

Anexo VII: Línea de financiamiento (Ministerio de Producción)

Fuente: (Subsecretaría de Financiamiento de la Producción, 2017)



Ministerio de Producción
Presidencia de la Nación

LÍNEA DE FINANCIAMIENTO

CON BONIFICACIÓN DE FONDEAR PROYECTOS DESTINADOS AL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cupo de Crédito: US\$ 161.000.000.

Entidades Financieras:

1. Banco de la Nación Argentina
2. Banco de la Ciudad de Buenos Aires
3. Banco Supervielle S.A.
4. Banco Macro S.A.
5. Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.

Usuarios: personas humanas o jurídicas que sean titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de energías renovables que hayan resultado adjudicatarias del proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación -el "Programa Renovar" (Ronda 1) implementada por el Ministerio de Energía y Minería.

Destinos: Los préstamos deberán destinarse a la producción de energía eléctrica generada a partir de energía eólica, solar fotovoltaica y biomasa. Los rubros financiables son los siguientes:

- **Instalaciones electromecánicas:** bienes de capital y equipos, instalaciones eléctricas, líneas de interconexión eléctrica a red, módulos, turbinas, generadores, tableros y transformadores, y demás partes y componentes que conformen las instalaciones electromecánicas, de origen nacional, según lo dispuesto en la Resolución Conjunta 123/2016 y 313/2016, del Ministerio de Energía y Minería y Ministerio de Producción, y en la Resolución 136/2016 del Ministerio de Energía y Minería; y sus complementarias y/o modificatorias.
- **Obra civil:** preparación y movimiento de tierras, usinas, bases, plataformas y fundaciones, y construcción de edificios complementarios a las instalaciones electromecánicas. La obra civil sólo



será financiable cuando el componente nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, transporte y montaje del equipamiento del proyecto, sea de al menos el 30%. En ningún caso el financiamiento imputable a obra civil podrá superar el 25% del financiamiento bonificado que se solicite.

Proyectos elegibles: para acceder al financiamiento, la empresa deberá reunir los criterios de elegibilidad que a continuación se detallan:

- Debe haber sido adjudicataria de la licitación Renovar Ronda 1 de provisión de energía de fuente renovable.
- Requiere financiamiento para adquirir partes y componentes de origen nacional.
- Adquiere los componentes nacionales a proveedores registrados en el Registro Nacional de Proveedores del Ministerio de Producción.
- Para la financiación de obra civil, el componente nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, al transporte y al montaje del equipamiento, del proyecto de inversión adjudicado debe superar el 30% y la obra civil no debe superar el 25% del financiamiento bonificado.

Características de los préstamos

Moneda de los préstamos	Plazo de los préstamos	Período de gracia	Tasa de interés bruta máxima ⁽¹⁾	Bonificación ⁽²⁾	Tasa de interés máxima que paga la empresa
Dólares estadounidenses	7 años	18 a 24 meses	Libor 360 + 5,28%	3%	Libor 360 + 2,28%

(1) La tasa de interés aplicable a cada período de intereses es la Tasa Libor a 360 días del día hábil inmediatamente anterior al comienzo del período de intereses de que se trate, determinada por IBA y publicada por Reuters (o su apropiado sucesor) en su página LIBOR01 o en cualquier otro servicio seleccionado por IBA como servicio autorizado para publicar dicha tasas de interés.

(2) La bonificación se aplicará durante todo el plazo del crédito. La bonificación será abonada mensualmente a las Entidades Financieras por mes vencido, a los efectos de ser descontada de la tasa del crédito.

Anexo VIII: Beneficios Fiscales – ley 27.191 vs ley 26.190

Tabla 9: Beneficios Fiscales ley 27.191 vs 26.190

	Ley N° 26.190		Ley N° 27.191			
Vigencia del Régimen de Inversiones	Hasta 27/12/2016 (10 años desde la promulgación de la Ley)		1ª Etapa - Hasta el 31/12/2017		2ª Etapa - del 1/1/2018 al 31/12/2025	
Devolución Anticipada del IVA	Acreditable contra otros impuestos luego de 3 ejercicios contados a partir de la inversión.		Acreditable contra otros impuestos luego de un ejercicio contados a partir de la inversión.		Acreditable contra otros impuestos luego de dos ejercicios contados a partir de la inversión. A partir de 2022, serán 3 ejercicios los necesarios.	
Amortización Acelerada en el cálculo del Impuesto a las Ganancias	Inversiones realizadas hasta 12 meses después de aprobado el proyecto	Bienes muebles: 3 cuotas	Inversiones realizadas hasta el 31/12/2016	Bienes muebles: 2 Cuotas	Inversiones realizadas hasta el 31/12/2021 Infraestructura: 70% de reducción de la vida útil	Bienes muebles: 4 Cuotas
		Infraestructura: 50% de reducción de la vida útil		Infraestructura: 50% de reducción de la vida útil		
	Inversiones realizadas entre 12 y 24 meses después de aprobado el proyecto	Bienes muebles: 4 cuotas	Inversiones realizadas hasta el 31/12/2017	Bienes muebles: 3 Cuotas	Inversiones realizadas hasta el 31/12/2025 Infraestructura: 80% de reducción de la vida útil	Bienes muebles: 5 Cuo
		Infraestructura: 60% de reducción de la vida útil		Infraestructura: 60% de reducción de la vida útil		
	Inversiones realizadas entre 24 y 36 meses después de aprobado el proyecto	Bienes muebles: 5 cuotas				
		Infraestructura: 70% de reducción de la vida útil				
Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	Los bienes no integrarán la base imponible del impuesto		Los bienes no integrarán la base imponible del impuesto			
Compensación de Quebrantos	-		Utilizables hasta 10 años		-	
Impuesto a la Distribución de Dividendos	No existía el impuesto		Eximido		-	
Certificado Fiscal	-		Por el 20% del componente nacional de las obras electromecánicas		-	
Régimen de Importaciones	-		Exención de pago de derechos, gravámenes e impuestos			

Fuente: (CADER, 2016)

Anexo IX: Proyecto biomasa seca – Estado de Resultados

Tabla 10: Proyecto biomasa seca - Estado de Resultados

Proyecto de Energía - Biomasa			Generación								Inversión												
			40 MW								2,5 MM U\$S/MW												
Proyección de resultados e inversiones (MMU\$S)			CONSTRUCCIÓN		OPERATIVO																		
Estado de Resultados			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Precio Adjudicado	Unidad	Variables	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
F. Incentivo (Inv. Temprana)	U\$S/Mwh	110	1,20	1,15	1,15	1,15	1,10	1,10	1,10	1,05	1,05	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,90	0,90	0,80	0,80	0,80
F. Incentivo (Años prod)	U\$S/Mwh	110	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,16	1,18	1,20	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38	1,38	1,38
Precio Reconocido	U\$S/Mwh	110	129	131	133	129	132	134	130	132	135	130	133	135	137	139	128	130	132	119	121	121	121
Ventas en Unidades	GWh	110	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
Ventas Netas	MM U\$S		42,61	43,34	44,08	42,88	43,61	44,36	43,07	43,80	44,55	43,15	43,89	44,64	45,40	46,18	42,27	42,99	43,72	39,53	40,20	40,20	
Costo Unitario (Sin depreciaciones)	U\$S/Mwh	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8	-69,8
Depreciaciones	U\$S/Mwh	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2	-25,2
Costo Total Unitario	U\$S/Mwh	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0	-95,0
Costos Totales	MM U\$S		-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-31,45	-23,12	-23,12	-23,12	-23,12	-23,12	-23,12	-23,12	-23,12
Valor Residual Planta	% Inv.	20,0%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00
Resultado Operativo			0,00	0,00	11,16	11,89	12,63	11,43	12,16	12,91	11,61	12,35	13,10	11,70	12,44	13,19	22,28	23,06	19,15	19,87	20,61	16,41	37,09
Resultados Financieros	Unidad	Variables																					
Intereses Deuda LP	MM U\$S		0,00	0,00	-4,47	-3,62	-2,71	-1,73	-0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gara. Banco Mundial (Inical)	MM U\$S	-0,20			-0,20																		
Gara. Banco Mundial (Mant)	MM U\$S	-0,20			-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20
Impuestos	% IG	35%	0,00	0,00	-2,20	-2,82	-3,40	-3,33	-3,95	-4,45	-4,00	-4,25	-4,51	-4,03	-4,28	-4,55	-7,73	-8,00	-6,63	-6,89	-7,14	-5,67	-12,91
Recupero del Quebranto	MM U\$S		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resultado Neto			0,00	0,00	4,09	5,25	6,32	6,18	7,33	8,26	7,42	7,90	8,38	7,48	7,96	8,44	14,35	14,86	12,32	12,79	13,26	10,54	23,98
Quebranto			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1

Anexo X: Proyecto biomasa seca – Flujos de Fondos (Tablas)

Tabla 11: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos del Proyecto

Cálculo Flujo Libre de Caja	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Cálculo de VAN y TIR (Para el Flujo de Caja Libre)																					
Ganancia Operativa	0,00	0,00	11,16	11,89	12,63	11,43	12,16	12,91	11,61	12,35	13,10	11,70	12,44	13,19	22,28	23,06	19,15	19,87	20,61	16,41	37,09
Ganancia Op * (1-α) = NOPAT	0,00	0,00	7,26	7,73	8,21	7,43	7,91	8,39	7,55	8,03	8,51	7,61	8,09	8,57	14,48	14,99	12,45	12,92	13,39	10,67	24,11
Activos Totales	100,00	100,00	91,67	83,33	75,00	66,67	58,33	50,00	41,67	33,33	25,00	16,67	8,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Activos No Operativos																					
(-) Pasivos No Financieros																					
(=) Capital	100,00	100,00	91,67	83,33	75,00	66,67	58,33	50,00	41,67	33,33	25,00	16,67	8,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NOPAT (Flujo Operativo)	0,00	0,00	7,26	7,73	8,21	7,43	7,91	8,39	7,55	8,03	8,51	7,61	8,09	8,57	14,48	14,99	12,45	12,92	13,39	10,67	24,11
(-) Delta Activo	100,00	0,00	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	-8,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Flujo de Caja Libre (FCL)	-100,00	0,00	15,59	16,06	16,54	15,77	16,24	16,72	15,88	16,36	16,85	15,94	16,42	16,91	14,48	14,99	12,45	12,92	13,39	10,67	24,11
TIR (FCL)	12,66%																				

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1

Tabla 12: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos de la Deuda

Cálculo Flujo de la Deuda	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Deuda (Banco Macro garantía CASA)	70,00	70,00	70,00	57,83	44,80	30,87	15,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cuota	0,00	0,00	-16,64	-16,64	-16,64	-16,64	-16,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Interes	0,00	0,00	-4,47	-3,62	-2,71	-1,73	-0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización	0,00	0,00	-12,17	-13,02	-13,94	-14,91	-15,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saldo	70,00	70,00	57,83	44,80	30,87	15,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Flujo de Caja para la Deuda	-70,00	0,00	16,64	16,64	16,64	16,64	16,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1

Tabla 13: Proyecto biomasa seca - Flujo de Fondos del accionista

Cálculo Flujo del Accionista	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Flujo de Caja Libre	-100,00	0,00	15,59	16,06	16,54	15,77	16,24	16,72	15,88	16,36	16,85	15,94	16,42	16,91	14,48	14,99	12,45	12,92	13,39	10,67	24,11
Servicio deuda (Banco Macro garantía CASA)	70,00	0,00	-16,64	-16,64	-16,64	-16,64	-16,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Escudo Fiscal (35%)	0,00	0,00	1,56	1,27	0,95	0,61	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Garantías Banco Mundial	0,00	0,00	-0,40	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20
Escudo Fiscal	0,00	0,00	0,14	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Recupero de Quebranto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Flujo de Caja para el Accionista	-30,00	0,00	0,25	0,55	0,72	-0,40	-0,29	16,59	15,75	16,23	16,72	15,81	16,29	16,78	14,35	14,86	12,32	12,79	13,26	10,54	23,98

TIR (FCA) 17,96%

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1

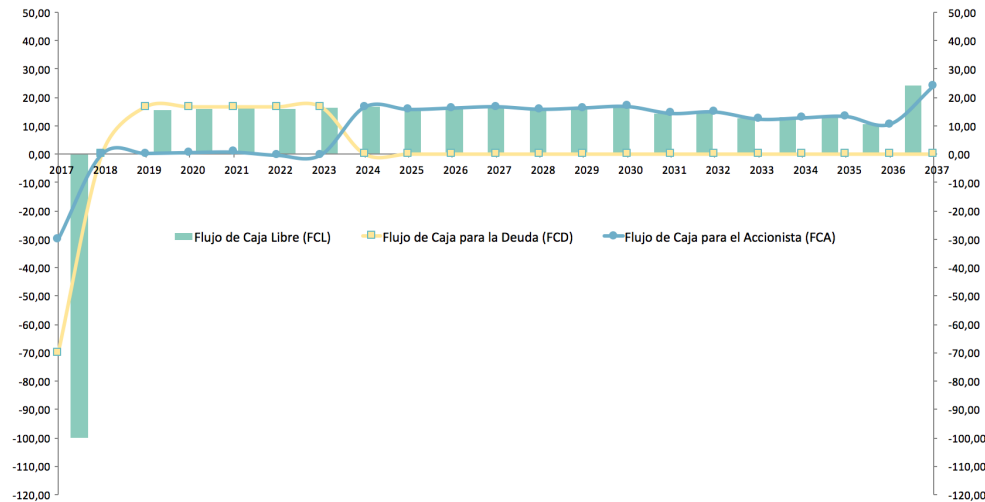


Figura 63: Proyecto biomasa seca - Flujos de Fondos

Fuente: Elaboración propia con parámetros capítulo 5.1