

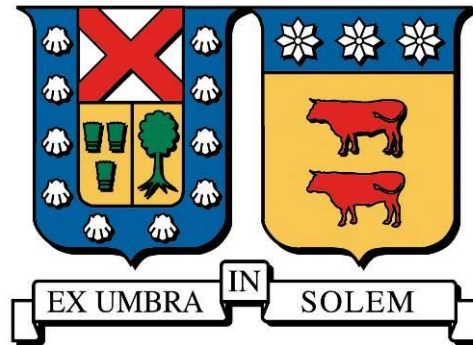
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

“Situación actual y futura del financiamiento de proyectos  
ERNC en Chile”

**LORENA BARRÍA D.**

**MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA**

**2018**



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

“Situación actual y futura del financiamiento de proyectos  
ERNC en Chile”

Tesina de grado presentada por

**Lorena Andrea Barría Del Pino**

como requisito parcial para optar al grado de

**Magister en Economía Energética**

Profesor Guía

Ing. Marco Mancilla Ayacán

Profesor Co-referente

MBA Ing. Gerardo Muñoz

Profesor Co-referente externo

Ing. Enrico Gatti Sani

Julio 2018



TITULO DE LA TESINA:

**SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS ERNC EN CHILE**

AUTOR:

**Lorena Andrea Barría Del Pino**

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Marco Mancilla Ayacán.....

MBA Ing. Gerardo Muñoz Chacón.....

Ing. Enrico Gatti Sani.....

Santiago, Chile. Julio de 2018



## AGRADECIMIENTOS

A Renzo, por su incondicional apoyo y principalmente por su paciencia los dos últimos años, a mis compañeros de grupo: Ricardo, Francisco, Roberto, Patricio, Cecilia y Josefina, definitivamente sin ellos el Magíster habría sido mucho más difícil de superar y finalmente a Enrico, que sin sus ganas de verme crecer como profesional, nada de esto habría sido posible.



## RESUMEN EJECUTIVO

La participación de las tecnologías renovables ha tenido un crecimiento exponencial en el mundo. En particular, Chile por sus condiciones climáticas y geográficas, tiene gran potencial para continuar expandiendo la matriz energética a través de energía limpia. Sin embargo, conjuntamente con este crecimiento, se han generado escenarios que presentan grandes desafíos para el país.

Particularmente, la llegada masiva de este tipo de generación a la matriz chilena, ha tenido diversas consecuencias que han dificultado el ingreso de nuevos actores renovables. La participación ERNC en las licitaciones de suministro de distribuidora ha permitido llegar a precios promedio ponderados menores de 50 US\$/MWh, lo que ha conllevado, por un lado, a que los pequeños generadores renovables no sean capaces de competir a estos precios, y por otro, la salida de clientes regulados que pueden optar por ser clientes libres. Lo anterior, conduce a una disminución en la demanda de las distribuidoras y con ello, los adjudicatarios se ven directamente perjudicados al no poder vender todo lo inicialmente estimado, de manera que pasa a ser un negocio riesgoso y poco atractivo para los acreedores. Por otra parte, podemos mencionar que los clientes libres buscan PPA de corto plazo, lo que dificulta el financiamiento de nuevos proyectos a largo plazo.

Los proyectos de generación renovables, aun cuando han tenido una constante caída en sus costos de inversión, requieren necesariamente precios estables que puedan sustentar a largo plazo las obligaciones financieras que contraen con los acreedores. De esta forma, vemos hoy una gran incertidumbre para los desarrolladores y por lo mismo para los acreedores, al no saber el comportamiento de las variables que inciden en las posibilidades de obtener financiamiento, tales como, demanda, costos de inversión, costo marginal, precio nudo estabilizado, costos de conexión, etc.



En el presente artículo, se analizan las distintas variables que inciden en la obtención de un financiamiento, y cómo se espera que se comporten en el futuro. Al respecto, distintos actores del mercado indican que de continuar la situación como la vemos actualmente, es altamente probable que los proyectos de menor tamaño (PMG y PMGD), no podrán ser desarrollados, siendo un tema gran relevancia debido a que el mayor porcentaje de proyectos renovables actualmente en etapa de calificación ambiental, son de dichas características. Por lo anterior, si la tendencia del mercado sigue siendo como la vemos hoy y el Estado mantiene la política de descarbonización de la matriz, se hace fundamental que el Estado, de manera indirecta, se involucre en términos de regulación, subsidios, líneas de garantías, atracción de capital extranjero con menor costo, I&D en tecnologías de almacenamiento, entre otros.



## ABSTRACT

Renewables energy technology has experienced an exponential growth worldwide. Chile in particular, for its climate and geographical conditions, has an enormous potential to keep expanding its own energy mixture thorough clean energy. Nevertheless, jointly with this growth, diverse scenarios with big challenges for the country have appeared.

Particularly, the extensive intervention of this type of generation into the energy mix, led different consequences that brought difficulties for the entrance of new renewables energy actors. The ERNC participation into auction for distribution operators has led to a weighted average price of less than 50 US\$/MWh. On one hand, this has prevented small renewable energy producer to compete with those prices. On the other hand, the refusal of regulated clients that can opt to be independent. The former, has led to demand decrease for the distributors and the preferred bidder have been directly prejudicated since they cannot sell everything they have initially planned; thus the business has appeared to be risky and poorly attractive for the accreditors. On the other side, we can mention that independent clients are looking for short-term PPA, hence making more difficult long-term financing for new projects.

Renewable energy projects, while experiencing a constant fall in investment costs, need stable prices that can sustain long term financial obligations that have been contracted with creditors. In this way, we nowadays see a large uncertainty for developers and for the same investors, since it cannot be foreseen the behaviour of those variables that have an impact on the possibility of obtaining a financing: demand, investment costs, marginal price, stabilized nodal price, interconnection costs, etc.

In this article, we analyse the diverse variables that impact on the obtainment of a financing and how we expect that they evolve in the future. With this respect,



different actors of the market highlight that if the situation as it is persists, it is highly probable that smaller projects (PMG and PMGD), cannot be developed, posing a remarkable issue since the largest percentage of renewable energy projects currently are in the environmental impact assessment phase, have those characteristics. For the earlier, if the market trend follows as it we see it now and the Government keeps its decarbonation policy for the energy mix, it is required that the Government indirectly gets involved with legislation, subsidies, guarantee facilities, foreign capital attraction with less costs, R&D in storage technologies, etc.



## GLOSARIO

<b>ERNC</b>	: Energía Renovable No Convencional
<b>MWh</b>	: Mega Watt Hora
<b>PPA</b>	: Power Purchase Agreement
<b>PMG</b>	: Pequeño Medio Generador
<b>PMGD</b>	: Pequeño Medio Generador Distribuido
<b>RCA</b>	: Resolución de Calificación Ambiental
<b>CEN</b>	: Coordinador Eléctrico Nacional
<b>CORFO</b>	: Corporación de Fomento de la Producción
<b>LIBOR</b>	: London InterBank Offered
<b>DSCR</b>	: Debt Service Coverage Ratio
<b>DIA</b>	: Declaración de Impacto Ambiental
<b>CAPEX</b>	: Capital Expenditures
<b>OPEX</b>	: Operating Expenses
<b>SPV</b>	: Special Purpose Vehicle
<b>IVA</b>	: Impuesto Valor Agregado
<b>SEN</b>	: Sistema Eléctrico Nacional
<b>SEA</b>	: Servicio de Evaluación Ambiental
<b>USD</b>	: Dólar de Estados Unidos de Norteamérica



## INDICE

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>5</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>7</b>
<b>GLOSARIO</b> .....	<b>9</b>
<b>INDICE</b> .....	<b>10</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>2. MOTIVACIÓN</b> .....	<b>14</b>
<b>3. OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>15</b>
<b>4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>15</b>
<b>5. METODOLOGÍA</b> .....	<b>16</b>
<b>6. ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>17</b>
4.1 ERNC EN EL MUNDO .....	17
4.2 ERNC EN CHILE.....	24
4.2.1 REGULACIÓN SECTORIAL .....	25
4.2.2. LICITACIONES DE SUMINISTRO.....	30
4.2.3 FINANCIAMIENTO.....	32
4.2.4 PROBLEMAS DETECTADOS .....	34
<b>9. FINANCIAMIENTO ACTUAL EN CHILE</b> .....	<b>35</b>
9.1 PROJECT FINANCE .....	37
9.2 OTROS TIPOS DE FINANCIAMIENTO.....	45
9.2.1 BANCOS VERDES .....	46
9.2.2 BONOS VERDES.....	48
9.2.3 BONOS VERDES EN CHILE .....	52
<b>10. INCERTIDUMBRE MERCADO ENERGÉTICO EN CHILE</b> .....	<b>55</b>
<b>11. FACTORES Y MÉTRICAS RELEVANTES EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS</b> <b>64</b>	
<b>12. SITUACIÓN FUTURA</b> .....	<b>67</b>
12.1 VARIABLES.....	68
12.2 ESCENARIOS.....	79
<b>13. CONCLUSIONES</b> .....	<b>84</b>
<b>14. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>90</b>

### Tablas

Tabla 2-1 Estado de proyectos ERNC febrero 2018 [9] .....	13
Tabla 6-1: Inversión por instrumento [15].....	21
Tabla 6-2: Estado de proyectos de energía renovable [9].....	25
Tabla 6-3 Cumplimiento Ley 20.698 [13] .....	29
Tabla 6-4: Riesgos en países en desarrollo .....	33
Tabla 9-1: Variables a considerar en modelo base de Project Finance.....	43



Tabla 9-2 Barreras a los proyectos ERNC en Chile .....	45
Tabla 9-3: Mecanismo de emisión de bonos verdes [27] .....	54
Tabla 10-1 Comparativo 2016-2017 [29].....	58
Tabla 10-2 Brecha entre Ley General de Bancos y Basilea III [28] .....	63
Tabla 11-1 Métricas en evaluación de proyectos .....	64
Tabla 11-2 Proyectos en construcción mayo 2018 [40].....	65
Tabla 11-3 Indicadores financieros Julio 17 versus abril 18 .....	67
Tabla 12-1 Proyectos en evaluación ambiental [13].....	67
Tabla 12-2 Proyección de demanda 2018-2037 .....	71

## Tabla de gráficos

Gráfico 2-1: Distribución de proyectos ERNC según potencia e inversión [9] .....	14
Gráfico 6-1 Potencial de la energía renovable al año 2050 [2].....	18
Gráfico 6-2 Generación anual por tecnología [2].....	19
Gráfico 6-3 Inversión mundial por tipo de financiamiento.....	21
Gráfico 6-4 Inversión países desarrollados y en desarrollo.....	22
Gráfico 6-5: Costos entre los años 2010 y 2017 [17] .....	23
Gráfico 6-6: Generación renovable en Chile Año 2004 y año 2017 [1].....	24
Gráfico 6-7 Participación renovable en la matriz de Chile [9] .....	24
Gráfico 6-8: Cumplimiento Ley 20.698.....	30
Gráfico 6-9 Proporción capital extranjero y deuda [15] .....	32
Gráfico 9-1: Retorno del capital [43].....	35
Gráfico 9-2 Tipo de endeudamiento [43].....	36
Gráfico 9-3: Energía renovable como porcentaje de la energía primaria [30].....	36
Gráfico 9-4 Productos verdes en Chile [24].....	48
Gráfico 9-5 Mercado global de bonos verde [27].....	51
Gráfico 10-1 Precios de licitaciones [37] .....	57
Gráfico 10-2 Ventas año 2017 [29] .....	59
Gráfico 10-3 Proyectos ERNC 2016-2017 [39] .....	60
Gráfico 12-1 Proyección demanda 2017-2037 [33] .....	71
Gráfico 12-2 Proyección vehículos eléctricos en el mundo [14] .....	72
Gráfico 12-3 Generación distribuida residencial [34].....	73
Gráfico 12-4 Evolución CMG Quillota según hidrología 220 kV [41] .....	74
Gráfico 12-5 PMG/PMGD en la matriz [42] .....	76
Gráfico 12-6 Proyección precio nudo Barra Quillota 220 kV [36].....	77
Gráfico 12-7 Costos estimados de tecnologías solares y eólicas [37] .....	78

## Tabla de figuras

Figura 7-1: Variables a considerar en modelo base de Project Finance .....	43
Figura 7-2 Barreras a los proyectos ERNC en Chile .....	45
Figura 8-1 Comparativo 2016-2017 .....	58
Figura 8-2 Brecha entre Ley General de Bancos y Basilea III.. <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	



## 1. INTRODUCCIÓN

Chile ha tenido un crecimiento explosivo respecto a la generación renovable no convencional la última década, y es así que el mercado ha tenido que ajustarse a ello en distintos aspectos tales como técnicos, comerciales y también financieros.

En general, los proyectos renovables en Chile se han financiado mediante la estructuración Project Finance, tanto con bancos nacionales como internacionales y debido a que los proyectos renovables no tienen una historia muy larga en el país, los bancos y otros grupos inversionistas han ido diseñando mecanismos para hacer financiables los distintos proyectos con requerimientos que permitan que el proyecto sea “bancable” con un porcentaje alto de financiamiento.

El estudio que aquí se realizará, contempla una revisión histórica en Chile de los mecanismos disponibles para el financiamiento de los distintos proyectos en la última década y cómo se han modificado las exigencias de los acreedores.

Particularmente, durante los últimos 3 años, ha habido modificaciones tanto respecto a los costos de construcción de proyectos, como es el caso de los fotovoltaicos al bajar considerablemente el precio de los insumos, como también aspectos de mercado, como es el caso del precio de la energía en Chile, reflejado en las últimas licitaciones de suministro.

Ante esto último, las instituciones financieras, fondos de inversión u otros mecanismos de inversión, así como se deben ajustar los proyectos a las condiciones de mercado, también deben ajustar sus parámetros y mecanismos de evaluación. En el caso de precios más bajos del mercado, un



desarrollador de proyectos posiblemente tendrá que reducir la TIR que generalmente exigía a sus proyectos, y así también los acreedores se ven enfrentados a modificar plazos, tasas de interés, derivados de tasa y moneda, ratios de cobertura exigidos, entre otros, para poder participar en este mercado.

Respecto a la situación actual del país, podemos observar en la figura 1, que, a febrero de 2018, los proyectos renovables con RCA aprobada suman 28.782 MW, donde el 54% corresponde a proyectos solares. Al respecto, inicialmente podemos intuir que muchos de los proyectos en esta situación, entre otras razones, están en búsqueda activa de financiamiento de los proyectos o en busca de sponsor, por lo que podemos considerar que la etapa de financiamiento es fundamental dentro de los aspectos a considerar como desarrollador en Chile.

Tabla 2-1 Estado de proyectos ERNC febrero 2018 [9]

Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	466	3	0	489	68
Eólica	1.305	114	375	9.227	2.294
Geotermia	24	0	0	120	100
Mini Hidro (4)	485	20	54	817	130
Solar - PV	1.834	281	195	15.781	7.442
Solar - CSP	0	0	110	2.348	300
Total	4.115	418	735	28.782	10.334

Respecto a las últimas cifras indicadas, la Comisión Nacional de Energía indica que los proyectos en calificación ambiental corresponderían a una inversión de 37.314 MMUSD como se observa en la figura 2-1.

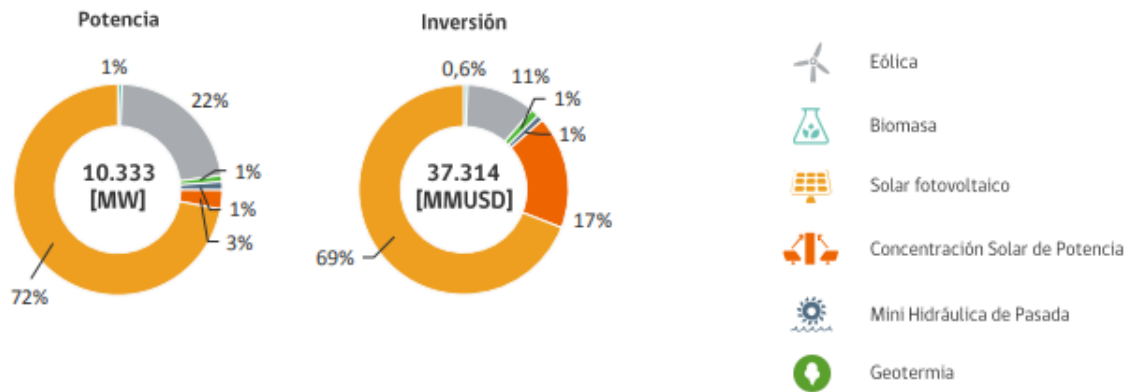


Gráfico 2-1: Distribución de proyectos ERNC según potencia e inversión [9]

Adicional a lo anterior, las distintas instituciones financieras o grupos de inversionistas, han demostrado interés en el nuevo nicho de mercado generado por la generación distribuida, y es por ello que están realizando algunas evaluaciones para adecuarse a este mercado que es más particular que lo que se ha estado trabajando los últimos años y por ello es un punto que aquí se abordará.

Por último, se hará una revisión general a nivel internacional de instrumentos financieros que están siendo utilizados en Chile, y revisar si existen otros que podrían ser aplicados de acuerdo a nuestras condiciones particulares nivel país.

## 2. MOTIVACIÓN

El tema del financiamiento de proyectos no es trivial, es una problemática contingente debido al mercado que actualmente enfrenta el país respecto a los precios de venta de energía. A partir de la licitación 2015/01 el resultado ha sido precios impensables para el mercado hace pocos años atrás, lo cual trae preocupaciones y un rediseño de la banca y otros inversionistas en cuanto a la forma de evaluación y exigencias que se hace a los proyectos. Si hace



cuatro años se estaban evaluando los proyectos en base a un precio de 75-80 USD/MWh, siendo conservadores, hoy 50 USD/MWh puede ser incluso un escenario muy positivo en términos de modelos de evaluación. Con lo anterior, muchos proyectos renovables, como por ejemplo, los mini hidroeléctricos, pueden estar lejos de obtener el precio de equilibrio. Por lo anterior, los acreedores han tenido que modificar su mecanismo de evaluación ajustando los flujos y con ello disminuyendo plazos de crédito y monto financiado, pidiendo más garantías y dejando cuotas bullet, entre otras medidas, lo que produce un desincentivo a invertir en este tipo de tecnologías y mayores barreras de entrada.

La realidad es que actualmente los acreedores han puesto mayor cautela a la hora de realizar financiamientos y es por ello que la presente tesina busca abordar los desafíos futuros que enfrenta el área financiera y los proyectos para ser ejecutados considerando los precios y otras variables actuales de mercado.

### **3. OBJETIVO GENERAL**

El objetivo general consiste en conocer cuáles han sido los cambios en el financiamiento de proyectos de energía renovable en la última década, con especial énfasis en el cómo se han tenido que adaptar las instituciones y los instrumentos financieros para obtener un modelo financiero en que los números permitan sustentar la viabilidad de proyectos en Chile, considerando todas las variables del mercado que enfrentamos hoy.

### **4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisión histórica de los mecanismos de financiamiento de proyectos de energía renovable en Chile.



- Conocer cómo se están adaptando los acreedores y el mercado para que los proyectos sean ejecutables en las condiciones actuales
- Evaluar características exigidas por los distintos instrumentos tales como garantías, requisitos técnicos, ratios de cobertura, riesgos asociados, tasa de interés, tipo de PPA, mercado de derivados para fijación de tasa de interés, moneda de los créditos, entre otros.
- Revisar instrumentos y mecanismos utilizados a nivel internacional, tanto los aplicados en Chile como los que aún no, y que podrían ser utilizados bajo las características de nuestro país.
- Estudio del comportamiento de las instituciones bancarias ante proyectos de generación distribuida y como buscan participar en este nicho
- Evaluar barreras a superar en Chile y desafíos que se enfrentan en la entrega de financiamiento.

## **5. METODOLOGÍA**

Inicialmente se realiza el levantamiento de información y síntesis respecto a la situación general del financiamiento de proyectos renovables a nivel mundial y posteriormente a nivel país, revisando la bibliografía disponible respecto a los instrumentos de financiamiento de proyectos en energía renovable.

En una siguiente etapa, se analiza local e internacionalmente los instrumentos financieros que tienen potencial en Chile.

Posteriormente, la realización de reuniones con actores del mercado financiero y energético es clave para entender lo que se enfrenta actualmente en términos de financiamiento de proyectos.



De la etapa de reuniones, surgen temas a evaluar y profundizar, como es el caso del efecto de las energías renovables en el costo marginal y el riesgo regulatorio actual respecto al precio de nudo estabilizado para las PMGD, en conjunto con un desarrollo sobre el nicho de mercado de PMGD.

## **6. ESTADO DEL ARTE**

Toda fuente de energía usada por el hombre proviene del Sol, combustibles fósiles como el petróleo y el gas natural o los hidrocarburos en sedimentos, son producto de procesos geológicos donde restos orgánicos y de carbono han sido transformados y concentrados por altas temperaturas. Así también es el origen de otras fuentes de energía como las renovables, que según la normativa en Chile, son las siguientes:

- Mini hidroeléctrica con potencia menor a 20 MW
- Biomasa
- Biogás
- Geotermia
- Eólica
- De los mares
- Solar

### **4.1 ERNC EN EL MUNDO**

Los proyectos de energía renovable en el mundo han ido en aumento, y esto se relaciona directamente al potencial que cada país tiene para ello, como se observa en el gráfico 6-1, donde se indica particularmente un gran potencial solar a nivel mundial considerando hasta el año 2050.

El mapa muestra que al año 2050 la demanda de energía de China o Europa puede ser cubierta 2,5 veces

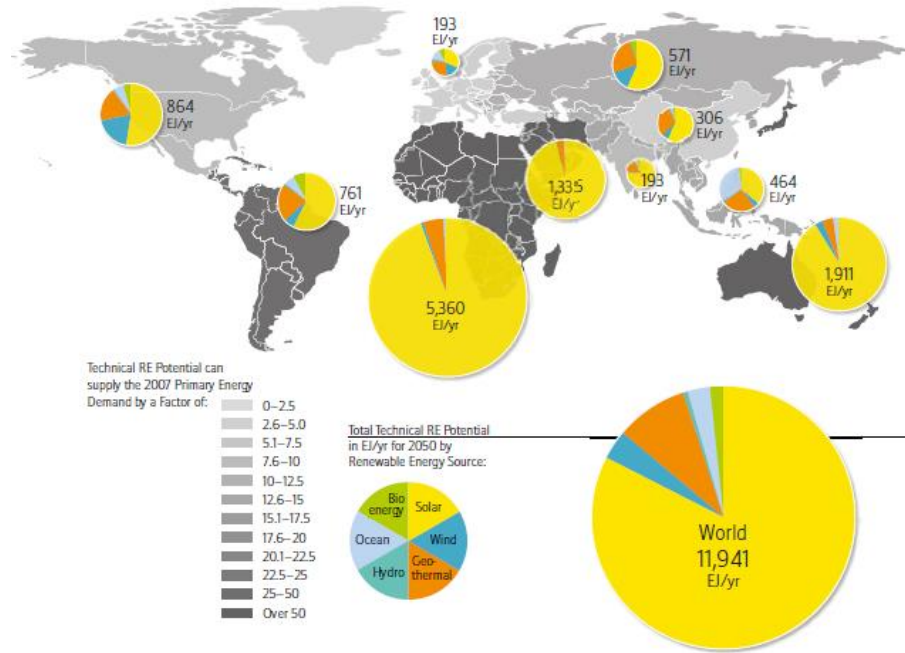


Gráfico 6-1 Potencial de la energía renovable al año 2050 [2]

Aunque existen diversas opiniones respecto a la capacidad de cada uno de los países de llegar a cifras como las mostradas en el gráfico 6-1, la evidencia demuestra que los proyectos de energía renovable están en constante crecimiento, como podemos revisar en el gráfico 6-2, donde particularmente se muestra el crecimiento hasta el año 2015 de proyectos de tecnologías renovables y convencionales. Y aunque aún predominan las tecnologías convencionales, se demuestra la aparición de las energías renovables y que éstas han tenido un crecimiento constante, como es el caso de la energía solar, donde su historia no supera los 10 años y ha pasado de cero a una generación superior a 45.000 MW/año

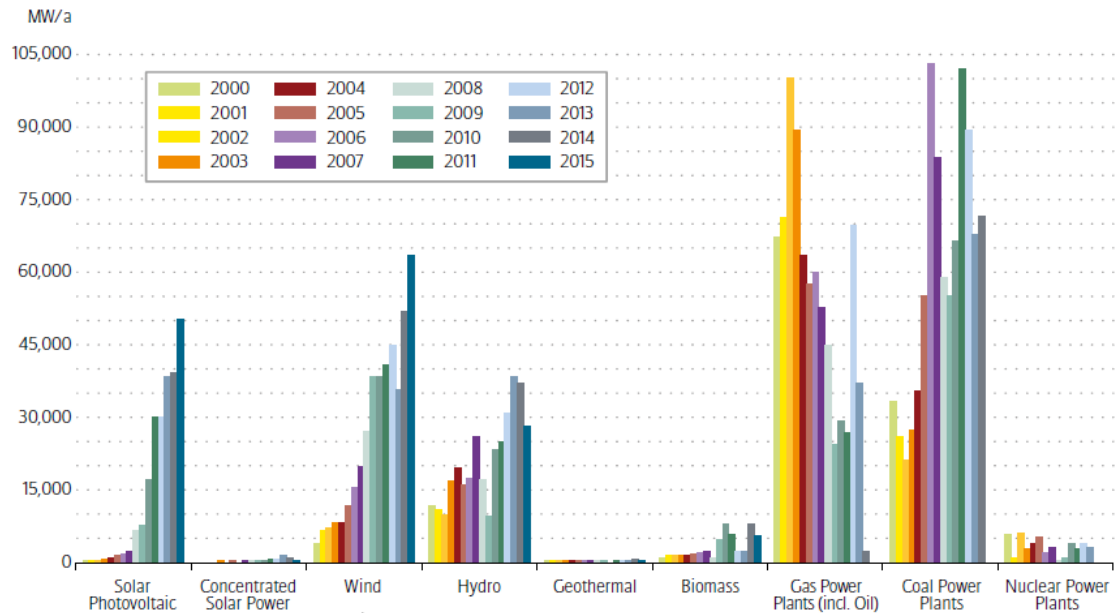


Gráfico 6-2 Generación anual por tecnología [2]

Adicional a la evidencia anterior, en el informe publicado por REN 21 [2], se considera factible un futuro en que la energía renovable es el 100% de la matriz energética del mundo, y que los costos de las tecnologías seguirán cayendo en un plazo de 10 años.

En el año 2016, la inversión en ERNC llegó a los 241 billones de dólares, y aunque se demuestra una caída respecto al año 2015, esto se debe a las siguientes razones:

- a) Caída en los costos de desarrollo y construcción. Sólo para el caso de los proyectos fotovoltaicos, entre 2015 y 2016 los costos cayeron un 13%, mientras que los proyectos eólicos on-shore un 10%.
- b) Muchos proyectos recibieron financiamiento a fines del año 2015 y fueron ejecutados el año 2016.



- c) Desaceleración de la actividad económica de países clave como es el caso de China.
- d) Países en desarrollo con inversión récord el año 2015 cayeron el 2016 en respuesta a pausas y retrasos en el calendario de licitaciones, como es el caso de Sudáfrica, Marruecos, México y Chile.

En las publicaciones internacionales se menciona la importancia que tiene el acceso al financiamiento para que los proyectos sean efectivamente ejecutados y la evidencia a nivel mundial demuestra que la mayoría de los proyectos de energía renovable han sido financiados a través del financiamiento de activos, que incluye principalmente el mecanismo Project Finance, llegando a un 69% del total el año 2016. Mecanismo que revisaremos en detalle en un capítulo posterior.

Respecto a los tipos de financiamiento a nivel mundial se encuentran principalmente:

- 1) Venture capital and private equity (VC/PE): Fondos de inversión privado
- 2) Public markets (PM): Dinero invertido en compañías que cotizan en la bolsa.
- 3) Asset finance o financiamiento de activos: A partir de balances internos de la compañía, Project finance, bonos.
- 4) Re-inversiones
- 5) Financiamiento estatal
- 6) Financiamiento corporativo
- 7) Fusiones y adquisiciones

En la tabla 6-1 se detallan los montos, en billones de dólares, financiados por cada mecanismo. El total financiado a través de distintos tipos de



financiamiento es de 2.598 billones de dólares en 12 años, de los cuales 1.800 han sido a través del financiamiento de activos.

Tabla 6-1: Inversión por instrumento [15]

Financiamiento en \$bn	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Asset finance	33,6	52,8	84,6	112,2	131,9	118,6	153,6	181,7	166,8	158,3	191,1	231,3	184,2	1800,7
Small distributed capacity	8,5	10,3	9,4	14	22,1	33	62,2	75,2	71,6	54,4	60	55,5	39,8	516
Public Market	0,3	3,6	9,3	21,4	10,8	12,7	10,8	9,9	4	10,3	15,9	13,3	6,3	128,6
VC/PE	0,7	1,6	4,3	5,7	10,2	4,7	8,1	5,1	4,2	2,3	2,8	3,5	3,3	56,5
Government R&D	1,9	2	2,2	2,7	2,8	5,4	4,9	4,8	4,7	5,2	4,5	4,4	5,5	51
Corporate R&D	2,1	2,4	2,9	3,2	3,6	3,8	3,9	4,5	4,2	4	3,9	4,2	2,5	45,2
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>72,7</b>	<b>112,7</b>	<b>159,3</b>	<b>181,4</b>	<b>178,3</b>	<b>243,6</b>	<b>281,2</b>	<b>255,5</b>	<b>234,4</b>	<b>278,2</b>	<b>312,2</b>	<b>241,6</b>	<b>2598,1</b>
%Growth	-	55%	55%	41%	14%	-2%	37%	15%	-9%	-8%	19%	12%	-23%	

Lo anterior se puede revisar en el gráfico 6-3, en donde se ilustra por año la proporción que corresponde a cada mecanismo y la evolución del financiamiento más utilizado.

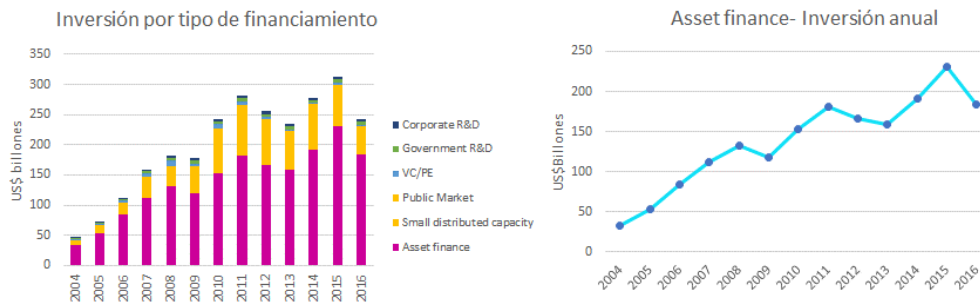


Gráfico 6-3 Inversión mundial por tipo de financiamiento

También se puede realizar el análisis respecto a los países en desarrollo y desarrollados. El año 2016 fue un año de sorpresas, como se observa en el gráfico 6-4, los países desarrollados recuperan su liderazgo previo al 2014 y aunque, como se mencionó anteriormente, hay una caída respecto al año 2015, esto se ve reflejado principalmente por efecto de la disminución en la inversión en China, porque aunque en otros casos la inversión aumentó, como es el caso de India donde la inversión creció un 148%, la caída de China de 32% fue suficiente para que a nivel global se generara una caída importante en la inversión. En el caso de los países desarrollados, la caída se explica principalmente por la disminución en los costos de las tecnologías.

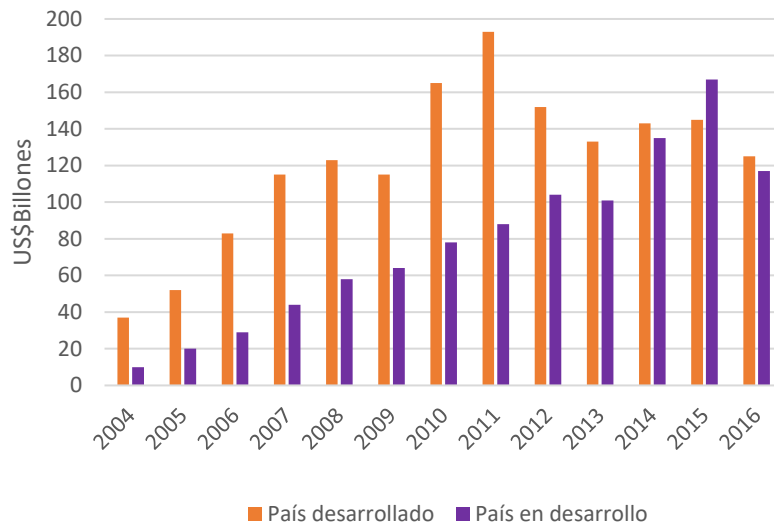


Gráfico 6-4 Inversión países desarrollados y en desarrollo

La reducción de costos viene dada por razones tales como:

- Economías de escala en el proceso de fabricación.
- Integración vertical y consolidación entre proveedores
- Mejoras en la fabricación a través de reducción de uso de materiales y necesidad de mano de obra.
- Cadenas de suministro más competitivas y globales que se adaptan mejor a las condiciones de mercado.
- Mejoras tecnológicas que permiten aumentar los factores de capacidad y/o reducción de los costos fijos, entre otros.

En investigaciones realizadas ya en el año 2018 por Bloomberg New Energy Finance, en el año 2017 creció la inversión respecto al año 2016 en un 3% y esto es aún más notable considerando la caída de 25% de los costos de los proyectos fotovoltaicos respecto al 2015. China representó el 40% de las inversiones en energía renovable a nivel mundial.

Como ejemplo de la caída de costos, el LCOE promedio de los proyectos fotovoltaicos entre los años 2010 y 2017 cayó un 73%, como se observa en el gráfico 6-5.

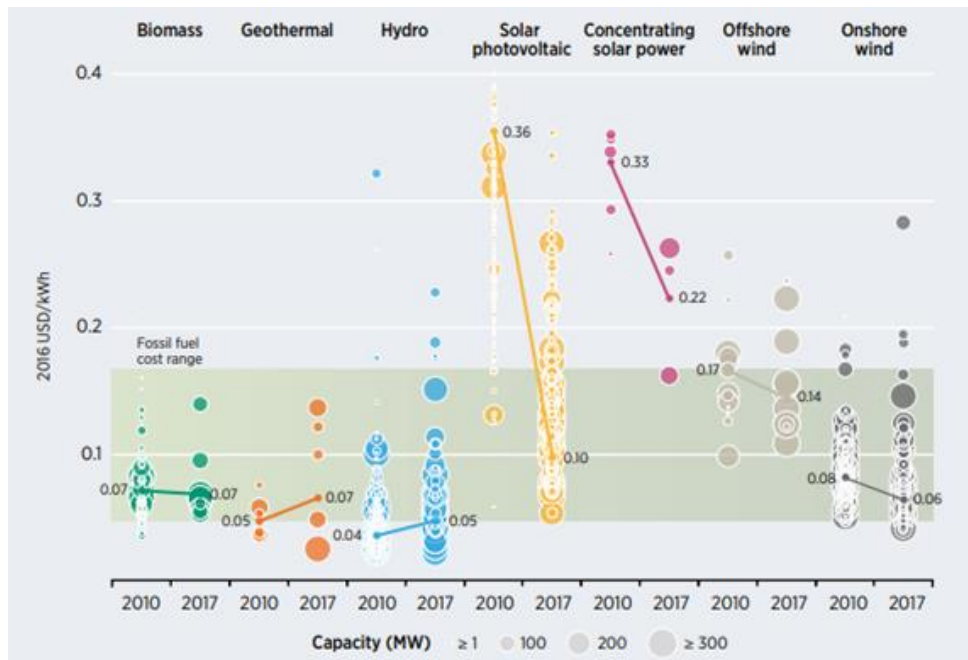


Gráfico 6-5: Costos entre los años 2010 y 2017 [17]

Solo el año 2016 el CAPEX promedio de proyectos solares fotovoltaicos cayó un 13% hasta llegar a 1,2 millones de dólares por MW y ha seguido cayendo por debajo del millón de dólares. La caída en los costos ha propagado las subastas como método principal de los países para cubrir la demanda, ejemplos recientes de resultados con bajos precios son: US\$60/MWh solar en India, US\$30/MWh eólico en Marruecos, US\$37,70/MWh eólico en Perú, US\$40,50/MWh solar en México, US\$29,90/MWh solar en Dubai, US\$60/MWh solar en Zambia, US\$80/MWh eólico en Nueva Zelanda, US\$29,10/MWh solar en Chile y US\$55 MWh eólico en Dinamarca.

## 4.2 ERNC EN CHILE

En Chile, la historia de las energías renovables es muy reciente. Sin embargo, el cambio en la matriz energética del país es innegable.

Como se puede observar en el gráfico 6-6, en tan solo 4 años, la generación renovable pasó desde los 4.144 GWh/año, a producir 11.838 GWh/año el 2017, cambiando desde una matriz renovable principalmente hidroeléctrica a una principalmente solar.

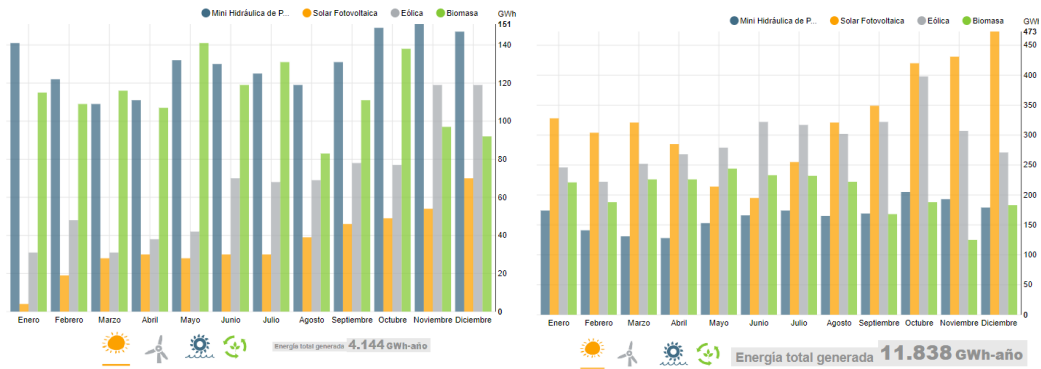


Gráfico 6-6: Generación renovable en Chile Año 2004 y año 2017 [1]

Considerando la matriz energética del país a febrero del año 2018, el 18% de la capacidad instalada es renovable, de los cuales un 8% es solar.

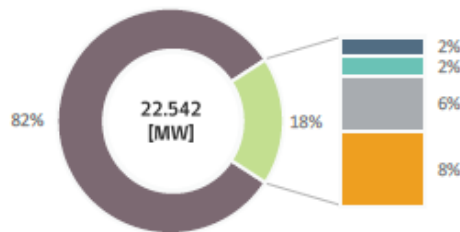


Gráfico 6-7 Participación renovable en la matriz de Chile [9]

Y aún cuando el crecimiento en la generación renovable ha sido exponencial, hay muchos proyectos en distintas etapas previas a la construcción, lo cual



indica el enorme dinamismo del sector y del futuro de la energía renovable en Chile.

A febrero de 2018 hay 28.782 MW con RCA aprobada y 10.334 MW en calificación, de lo anterior, se asume que todos o un gran porcentaje debe conseguir financiamiento para ser construido y es en esta etapa que es crucial como país alcanzar un alto desarrollo a nivel de incentivos a la inversión para poder llevar a cabo todos los planes y proyecciones respecto al potencial que tiene Chile en el área de energía renovable. Sólo los proyectos en calificación, significan para la economía una inversión en 37.324 millones de dólares.

Tabla 6-2: Estado de proyectos de energía renovable [9]

Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	466	3	0	489	68
Eólica	1.305	114	375	9.227	2.294
Geotermia	24	0	0	120	100
Mini Hidro (4)	485	20	54	817	130
Solar - PV	1.834	281	195	15.781	7.442
Solar - CSP	0	0	110	2.348	300
Total	4.115	418	735	28.782	10.334

#### 4.2.1 REGULACIÓN SECTORIAL

En el año 2004, con la publicación de la Ley 19.940 (Ley corta I) se generan incentivos para invertir en tecnologías renovables a través del mejoramiento en la tarificación en el sector de la transmisión, trato igualitario a las ERNC, apertura del mercado mayorista para pequeños generadores, garantizar el acceso a las redes de distribución, liberar de pago de peajes a centrales con potencia instalada menor a 9MW y disminución del pago de peaje a centrales entre 10 y 20 MW.



El año 2005 con la Ley 20.018 (Ley corta II), se reserva un 5% de los bloques de licitación para energía renovable, entre otras medidas. Con lo anterior, se busca mejorar la competitividad de los medios de generación renovables en la matriz energética chilena.

En el año 2008 se promulgó la Ley 20.257, o Ley de Energías Renovables No Convencionales, para dar impulso a las inversiones en ERNC. La Ley considera como renovable no convencional a las tecnologías geotérmica, solar, eólica, biomasa, biogás, de los océanos e hidráulica con potencia menor a 20MW.

La Ley 20.257 exige que las empresas eléctricas que retiren energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200MW para comercializarla con distribuidoras o clientes finales, deben certificar que mínimo el 10% viene de ERNC para el 2024. Dicha Ley fue modificada el año 2013 con la Ley 20.698 que establece que al año 2025 un 20% de la matriz energética debe estar cubierta por ERNC. Las acreditaciones pueden hacerse con posterioridad a un año o con traspasos de excedentes de una empresa a otra o de un sistema al otro y además permite postergar el 50% por un año previo aviso a la SEC.

Otras iniciativas son las llevadas a cabo por el Ministerio de Energía, con su división de energías renovables, y la CORFO, con respecto al diseño, implementación y evaluación de proyectos estratégicos sustentables, impulsando medidas gubernamentales para facilitar y acelerar la adopción de energías sustentables en procesos productivos y en otras áreas de la sociedad civil donde haya ventajas competitivas, incorporando las energías renovables.

La CORFO además impulsa, a través de subsidios, los estudios de pre-inversión y otros durante fases más avanzadas de los proyectos. También fue



creado un Comité Solar con el objeto de desarrollar la industria solar en Chile a través de un proceso colaborativo entre distintos actores públicos, empresariales, académicos y sociales.

Existe además otro tipo de incentivos en que actúa la CORFO con intermediación de los Bancos privados, en que se pone a disposición de desarrolladores recursos monetarios para proyectos de distintas tecnologías y de características específicas para cada tramo de recursos disponibles. Los proyectos que se adjudican dichos fondos reciben financiamiento con una tasa menor a la del mercado bancario, esto también se hace con otras entidades como el Banco Interamericano de Desarrollo.

Adicionalmente, el gobierno impulsó el documento de “Nueva Política Energética de Chile” con mirada al año 2050, que, entre otras cosas, tiene por objetivo que el 70% de la energía eléctrica el año 2050 provenga de energías renovables.

Finalmente, la Ley más reciente con un alto impacto en las energías renovables, es la Ley 20.936, publicada el año 2016, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Esta Ley busca que la transmisión deje de ser una barrera de entrada a la generación, incrementar la competencia en el sector eléctrico y potenciar el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Las modificaciones más relevantes fueron:

1. Coordinador independiente del sistema eléctrico nacional
2. Nueva nomenclatura en los sistemas de Transmisión, Planificación energética y de la expansión de la Transmisión.



- a) Sistema de transmisión troncal pasa a ser el sistema de transmisión nacional
- b) Sistema de subtransmisión, pasa a ser el sistema de transmisión zonal
- c) Sistema adicional pasa a ser sistema de transmisión dedicado
- d) Se crea el sistema de transmisión para Polos de Desarrollo de Generación

### 3. Polos de Desarrollo

Se identificarán las áreas donde puedan existir Polos de Desarrollo, con ello se determina la existencia de zonas con alto potencial de generación de energías renovables dentro del sistema eléctrico nacional, cuyo aprovechamiento sea de interés público.

### 4. Definición de trazados

El Estado, a diferencia del pasado, tiene un nuevo rol en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional, involucrándose en la definición de trazados y emplazamientos de los nuevos sistemas de transmisión. Se crea un nuevo procedimiento de Estudio de Franja para trazados de transmisión eléctrica de interés público.

### 5. Acceso abierto

Instalaciones de sistemas de transmisión pueden ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas que no resulten discriminatorias entre los usuarios. A cambio de esto, dichos terceros deberán pagar la remuneración del uso del sistema de transmisión que corresponda.



## 6. Remuneración del sistema

La nueva Ley traspasa a los clientes finales, libres y regulados, el pago de los costos de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado.

## 7. Compensación por indisponibilidad de suministro

En este esquema, se compensarán las interrupciones por indisponibilidad de suministro de instalaciones eléctricas al equivalente de la energía no suministrada valorizada a 15 veces la tarifa de energía vigente para el caso de clientes regulados. En caso de clientes libres será equivalente a 15 veces la componente de energía de precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo de precio nudo de corto plazo y dependiendo del contrato podría no proceder compensación alguna. Adicionalmente, se definen valores máximos de compensación.

## 8. Servicios complementarios

Servicios necesarios para mantener la calidad y seguridad de suministro eléctrico, control de tensión y frecuencia, gestión de demanda y mantener actualizado tecnológicamente el sistema.

Respecto a la meta planteada en la Ley 20.698, ésta ha sido ampliamente superada, según podemos ver en la tabla 6-3 y gráfico 6-8.

Tabla 6-3 Cumplimiento Ley 20.698 [13]



Años	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Solar	Geotérmica	Total	Obligación
2010	533.018	171.217	326.321	-	-	1.030.556	649.302
2011	694.036	281.583	334.312	-	-	1.309.932	1.198.970
2012	802.577	1.060.901	383.714	561	-	2.247.191	1.571.830
2013	1.013.600	1.246.463	549.771	7.967	-	2.809.834	1.798.218
2014	1.184.386	1.598.741	1.371.726	464.745	-	4.154.852	2.002.753
2015	1.367.455	1.286.414	2.097.968	1.375.265	-	4.751.837	2.410.106
2016	1.431.133	1.547.822	2.278.567	2.583.274	-	5.257.522	3.026.527
2017	1.898.122	3.567.595	1.514.413	4.044.744	62.233	6.980.129	3.642.062
<b>Total general</b>	<b>8.924.326</b>	<b>10.760.736</b>	<b>8.856.791</b>	<b>8.476.555</b>	<b>62.233</b>	<b>28.541.854</b>	<b>16.299.769</b>

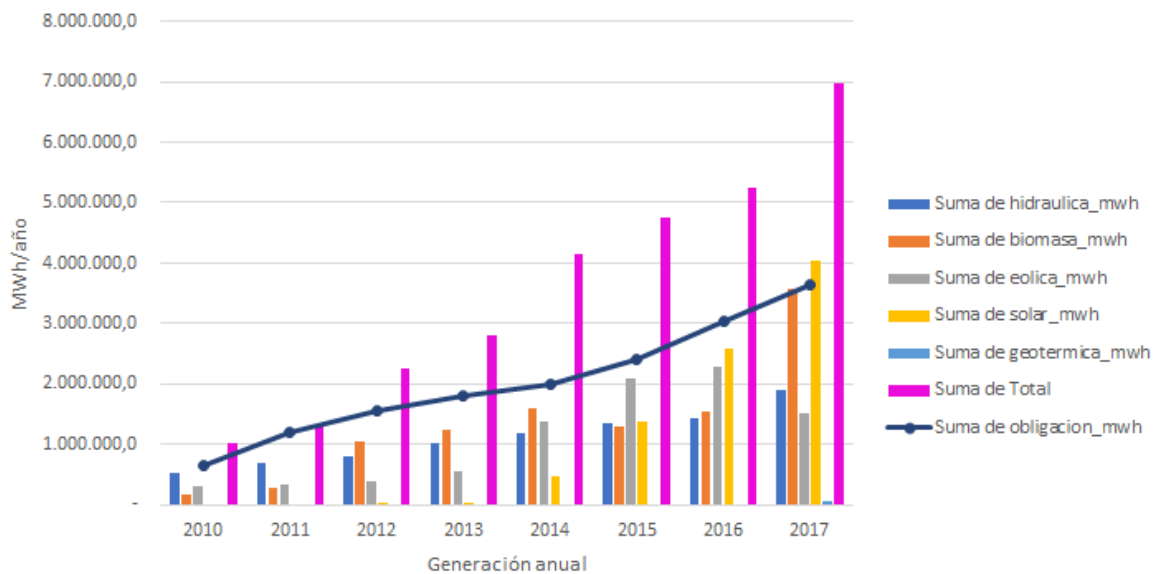


Gráfico 6-8: Cumplimiento Ley 20.698

En el sector energético hay confianza en que, al ritmo actual, la meta del 20% al 2025 será cumplida el año 2019 [12]. En el mes de octubre de 2017 se generó con energía renovable un 20,2% de la generación total, siendo la primera vez en que se supera la meta del año 2025, aunque la meta en realidad mide la generación anual, no mensual.

#### 4.2.2. LICITACIONES DE SUMINISTRO

Las licitaciones de suministro se dividían en bloques que subastaban el suministro por 15 años las 24 horas del día, lo anterior generaba barreras de



entrada a la participación de las ERNC, principalmente por la intermitencia de generación de centrales como las eólicas y solares.

La tendencia de las licitaciones fue el alza en los precios y la participación de pocas centrales de generación.

En el año 2013 se incluyó por primera vez la opción de realizar ofertas por un número acotado de horas al día y desde esta modificación han ocurrido cambios evidentes.

La licitación 2015/01 correspondiente a 12.430 GWh/año fue dividida en 5 bloques:

- 1) Bloque 1: con ofertas de 24 horas e inicio de suministro año 2021.
- 2) Bloque 2: Compuesto por 3 distintos bloques horarios con inicio de suministro el año 2021.
- 3) Bloque 3: Ofertas de 24 horas con inicio de suministro el año 2022.

De lo anterior, el resultado fue un precio promedio de 47,594 US\$/MWh, precio histórico y fueron las tecnologías renovables las grandes ganadoras adjudicando el 52% de la energía, siendo la eólica la que tuvo un mayor porcentaje. Esta tendencia se ha repetido en la licitación siguiente por 2.200 GWh/año, en donde 5 empresas se adjudicaron la energía a un precio promedio ponderado de 32,5 US\$/MWh, un 30% menos que la licitación anterior, el 100% de la energía adjudicada será abastecida a partir de nuevos proyectos basados en tecnologías ERNC.



### 4.2.3 FINANCIAMIENTO

En Chile, como es la tendencia mundial, la mayoría de los proyectos han sido financiados mediante Project finance y actualmente Chile está dentro de los 30 países que más han atraído capital extranjero en el sector entre los años 2010 y 2016. El gráfico 6-9 nos muestra los países involucrados en el ranking y la proporción entre capital extranjero (color más oscuro) y deuda.

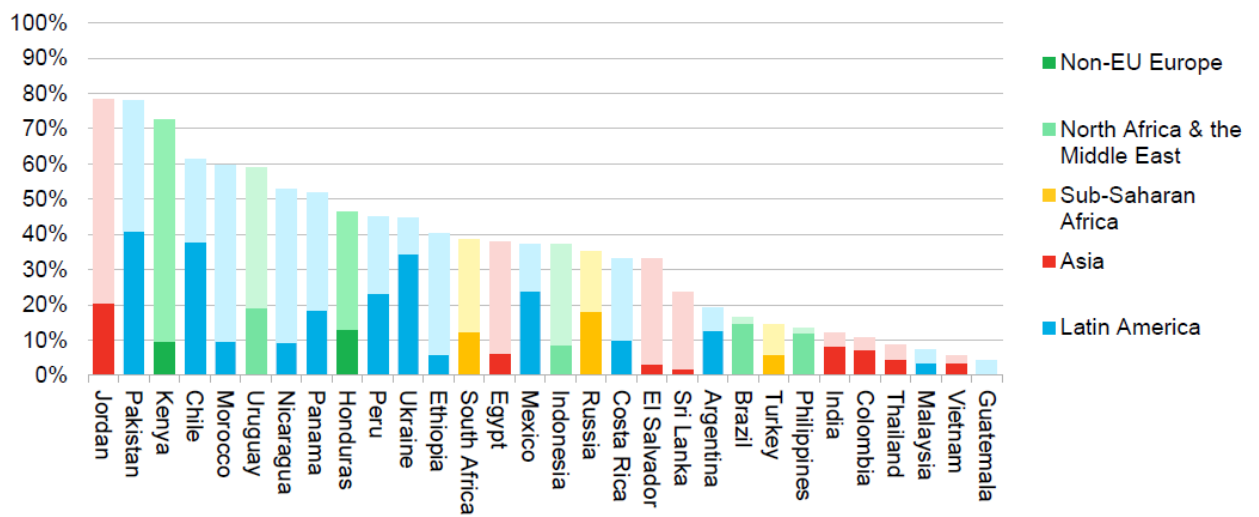


Gráfico 6-9 Proporción capital extranjero y deuda [15]

A su vez, Chile es atractivo por varios aspectos, según informe de Bloomberg New Energy Finance [15], donde se revisaron distintos riesgos de países en vías de desarrollo y como se observa en la Tabla 6-4, Chile está muy bien considerado. Los riesgos políticos, de volatilidad de la moneda, contratos PPA, riesgos cambiarios, Off-taker, son bajos, y solo considera como riesgo medio los temas relacionados a los terrenos, conexión a la línea y la evacuación de la energía, lo que debe comenzar a desaparecer gracias a la interconexión del sistema eléctrico realizado el año 2017.



Tabla 6-4: Riesgos en países en desarrollo

País	Riesgos							
	Político	Volatilidad de la moneda	Riesgos cambiarios	PPA	Offtaker	Tenencia de tierra	Conexión a la red	Saturación de línea
China								
India								
México								
Chile								
Brasil								
Argentina								
Sudáfrica								
Turquía								
Egipto								
Myanmar								
Pakistán								
Panamá								
Kenya								
Nigeria								
Ghana								
Etiopía								
Zimbawe								
Indonesia								
Rusia								
Ucrania								

Bajo
Medio
Alto

Adicional a lo anterior, Chile está evaluado como un país de altos ingresos y alto PIB dentro de Latinoamérica por el Banco Mundial, con un Aa3 de rating crediticio, es decir, país estable, lo que permite aumentar el atractivo para inversionistas extranjeros.

El financiamiento es fundamental para la ejecución del proyecto y no solo a nivel de la construcción, sino que en distintas etapas en la vida de éste. En resumen, el proyecto considera:

- a) Estudios: preliminares, identificación de terrenos, estudio de mercado, anteproyecto, evaluación económica, entre otros.
- b) Prefactibilidad: Estudio de terreno, presentación de permisos, evaluación de alternativas, ingeniería conceptual, alternativas comerciales, evaluación económica preliminar.



- c) Factibilidad: Estudio de producción, topografía, permisos, DIA o EIA, Ingeniería básica, evaluación económica, entre otros.
- d) Financiamiento: Due Diligence legal, técnico, ambiental, seguros, cierre de financiamiento, contratos de derivados, entre otros.
- e) Construcción: Inicio construcción del proyecto.

El plazo de cada etapa depende directamente del tipo y tamaño de cada proyecto, pero en cada una la necesidad de financiamiento es vital, y es así como surge la necesidad de buscar fondos en el mercado.

#### **4.2.4 PROBLEMAS DETECTADOS**

Meses después de los resultados ya expuestos en las últimas licitaciones en el país, ya se menciona que algunos de los desarrolladores ERNC, que adjudicaron contratos, han visto complejo el escenario de la búsqueda de financiamiento con las condiciones de precio pactadas. Por una parte, los bancos consideran que los desarrolladores asumían que el costo de la tecnología iría bajando en el corto plazo y por otra, que además hay casos de empresas sin know how del rubro en Chile.

Además de lo anterior, hay proyectos emplazados en terrenos fiscales, donde el trámite por lo general es lento y con ello la tramitación del financiamiento se hace más, ya que es uno de los requisitos impuestos tanto por bancos como por otros instrumentos financieros [38].

Un factor relevante de la industria es que para asegurar estabilidad en los flujos es necesario obtener contratos de suministro eléctrico que permita manejar el riesgo del mercado spot, adicional a ello, la mayoría de los bancos exigen un PPA para acceder a evaluar posibilidades de financiamiento. Tema que se analizará en mayor profundidad en capítulos posteriores.



## 9. FINANCIAMIENTO ACTUAL EN CHILE

Tanto a nivel mundial, como en Chile, el Project Finance es el mecanismo más utilizado para financiar proyectos de energía renovable, los antecedentes indican que el porcentaje frente a otros financiamientos es de casi un 70% del total.

Según la publicación de la OECD “2018 Chile Economic Survey”, Chile está en un muy bien lugar respecto a la OECD y otros países del mundo respecto a la madurez de su sistema financiero y esto hace que los inversionistas extranjeros, miren a Chile antes que a otros países de la región como puerta de entrada a Latinoamérica.

Como se observa en el gráfico 9-1, los bancos en Chile tienen un retorno sobre el capital superior a países como Japón, Francia, España y del promedio de la OCDE, a pesar de la desaceleración del crecimiento.

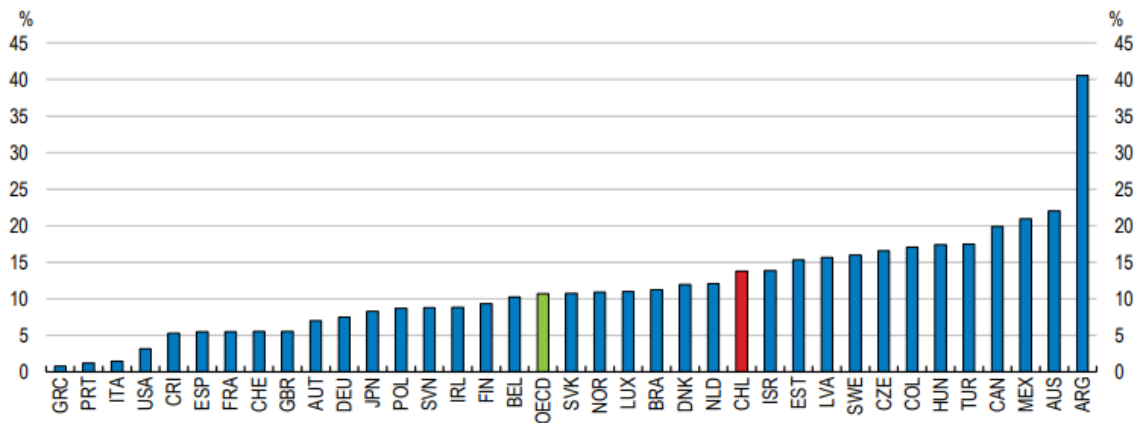


Gráfico 9-1: Retorno del capital [43]

En el gráfico 9-2 se observa la estructura de deuda utilizada en Chile como porcentaje del PIB, donde al menos el 70%, de forma casi constante, ha sido deuda local, en segundo lugar, otras deudas externas y finalmente FDI



“Foreign Direct Investment”, donde se adquiere control por parte de la compañía extranjera.

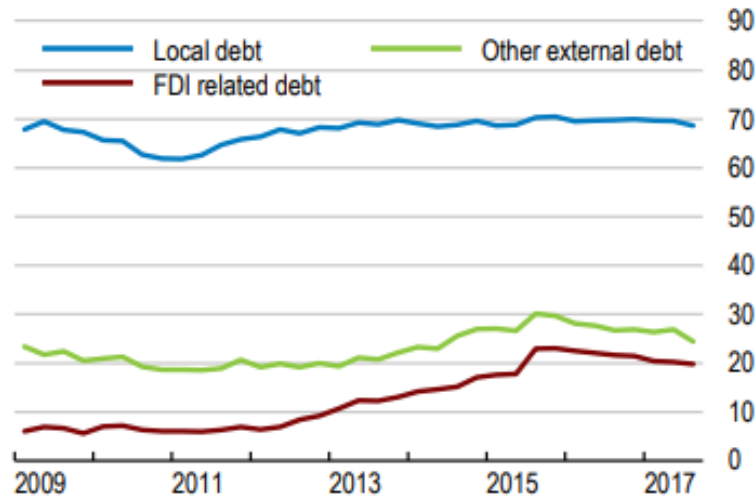


Gráfico 9-2 Tipo de endeudamiento [43]

Adicionalmente, de los datos recopilados por la OECD, Chile tiene un alto nivel, mayor al de la OECD, de energía renovable como porcentaje del total de energía primaria del país, como se observa en el gráfico 9-3.

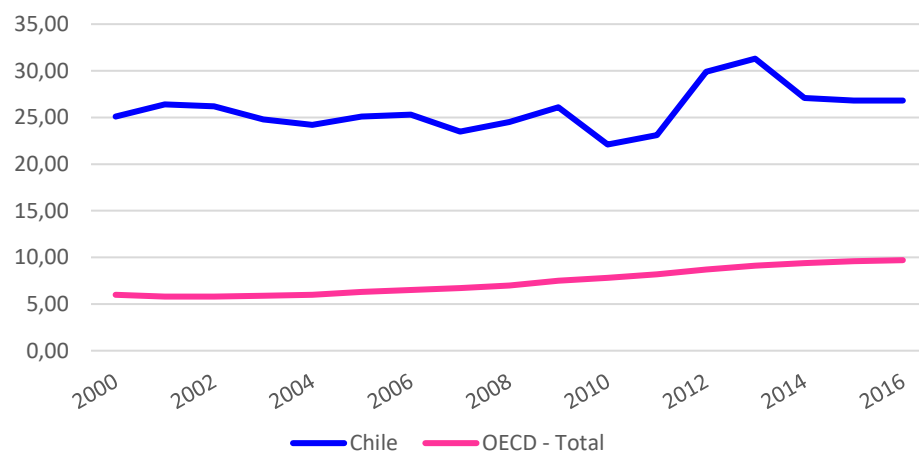


Gráfico 9-3: Energía renovable como porcentaje de la energía primaria [30]



Chile en general, se ha convertido en el país de entrada a Latinoamérica para muchos inversionistas, y esto se debe principalmente a:

- Mercado de energía privado
- Hay gran potencial en hidroelectricidad
- Alto potencial en tecnologías incipientes como la eólica y fotovoltaica
- Alto potencial geotérmico
- Clima favorable para la inversión por la madurez del sistema financiero.

## 9.1 PROJECT FINANCE

El mecanismo de Project Finance se basa en que el financiamiento tiene como fuente de pago la capacidad de generar flujos de caja con el proyecto en sí mismo.

Entre las instituciones que por lo general entregan este tipo de financiamiento, se encuentran las siguientes:

- Bancos comerciales tanto chilenos como extranjeros
- Aseguradoras como Exim, Cesce, EDC, Hermes, KEIC, JEIC
- Multilaterales, es decir, entidades que promueven comercio internacional y cooperación entre países, tales como IFC, IDB, CAF, Banco Mundial, BEI.
- Bancos de desarrollo, como Cofide, KFW, Corfo.
- Empresas de leasing.

Dependiendo del valor de la inversión, el financiamiento lo puede entregar un acreedor, o en otros casos se requiere un crédito sindicado, donde diversas instituciones toman parte de la deuda para mitigar el riesgo y es un solo acreedor el coordinador y estructurador de la deuda.



Respecto a los montos de inversión, un project finance no es un mecanismo simple ni de bajo costo, por dicha razón, los acreedores por lo general establecen un mínimo de deuda con la cual pueden considerar financiar, y es por ello que en caso de proyectos pequeños, el mecanismo en que lo anterior se puede compensar, es estructurando un Project Finance para un portfolio de proyectos, que en su conjunto lleguen al monto mínimo de deuda que le funciona para el acreedor.

Bajo este mecanismo, el monto de la deuda que el acreedor está dispuesto a entregar va en directa relación al resultado de ingresar todas las variables al modelo de evaluación y de considerar distintas sensibilizaciones, donde las principales son el precio y la producción que se estima. Es por esto último que el análisis del modelo requiere una minuciosa revisión de antecedentes de índole técnica, legal, ambiental y en general, de todo aspecto que pueda convertirse en un riesgo para el normal funcionamiento de un proyecto de generación.

Los modelos de ERNC por lo general han accedido a créditos por sobre el 50% de la inversión total y menor al 80% de ésta. La diferencia del CAPEX del proyecto de la SPV debe ser aportada por los patrocinadores o sponsor de la sociedad, considerando que parte de este aporte debe ser ingresado como aumento de capital y la diferencia, como préstamo socio subordinado a la deuda, es decir, es un préstamo que se restituye luego de cumplidas las obligaciones con la institución acreedora.

Los plazos, como resultado de las evaluaciones, por lo general pueden estar entre los 15 a 18 años.



Aunque el crédito tiene como fuente de pago el proyecto, la institución acreedora requiere una serie de garantías que permitan mitigar los riesgos asociados a la construcción y posteriormente a la operación de la generadora. Para ello, se exigen boletas de garantía, contratos de apoyo de los patrocinadores, stand by letter y adicional a ello, la prenda de toda la unidad económica, la central generadora en este caso. Adicional a lo anterior, las características de los socios, su know how, historia, solvencia, su experiencia en el país, entre otros aspectos, son muy relevantes y valorados al minuto de la evaluación financiera.

Respecto a las etapas del proceso, una vez acordadas las condiciones con el acreedor y firmada la carta de intenciones, se da paso a la etapa de Due Diligence, que consiste en una investigación de las distintas áreas del negocio que se busca financiar. La realización de esta etapa busca disminuir los riesgos de la transacción. A grandes rasgos, los aspectos que se evalúan son:

- a) Legal: Un estudio de abogados, a satisfacción del acreedor, revisa que todo lo que debe estar en norma, lo esté. Por ejemplo, terrenos, conexión a la línea eléctrica, servidumbres, permisos, derechos de agua, entre otros.
- b) Técnico: Valida que los números y supuestos presentados por la compañía estén acorde a la realidad y que no existan imprevistos inicialmente no contemplados, entre estos, la producción estimada, información básica para números finales del financiamiento.

En esta etapa se identifican riesgos asociados a la operación, en particular que la producción considerada para la fase de operación sea validada junto con los costos de operación y mantenimiento declarados para los modelos financieros evaluados.



Adicionalmente, se revisan distintos aspectos técnicos, particularmente los riesgos de construcción, donde se considera lo siguiente:

- I) Contratistas: Revisión de su experiencia, calidad crediticia, relación laboral y si la realización de proyectos previos fue “on Time, on Budget”.

Para evitar ciertos riesgos se exige un Performance Bond al contratista en una proporción del valor del contrato.

- II) Costos: Se verifica que la proyección de costos asociada sea una estimación correcta.

- III) Riesgos de retrasos: Se determina la posibilidad de cumplir con el calendario en las distintas fases de construcción. En este punto se incluyen riesgos de retraso en la llegada de equipos importados, u otros riesgos de la construcción que podrían implicar un efecto importante adverso en la construcción.

- IV) Calidad de los equipos: Validación de los proveedores de los equipos relevantes, como paneles, turbinas, tuberías, inversores, entre otros.

La entidad financiera exige la participación de un ingeniero independiente durante toda la fase de construcción, su rol es validar los avances y con ello se realicen los desembolsos correspondientes. Adicional a ello, es la persona que puede ir notificando los posibles riesgos asociados al término de la obra en los tiempos requeridos.

- c) Seguros: Se revisa que los seguros tomados por la compañía estén a satisfacción del banco, por lo general corresponde a los seguros de todo riesgo construcción, marítima y responsabilidad civil. Se requiere que



se estipule que el acreedor sea asignado como beneficiario del seguro frente a posibles siniestros.

- d) Ambiental: Analiza aspectos ambientales desde el punto de vista de permisos ambientales de construcción y operación, además se realizan análisis de carácter social respecto a comunidades indígenas en la zona o riesgos en términos de flora y fauna local.

Adicional a lo anterior, se contempla un periodo de análisis de modelo financiero en donde se identifica un caso base para el análisis del acreedor, en donde se estima el flujo de caja proyectado con las variables que consideren pertinentes respecto a precio, en caso de no tener un PPA asociado y que generalmente proviene de un estudio realizado por el asesor de mercado, también considera la variable de producción, validada por el due diligence técnico, y valores de operación y mantención. Con el resultado de los distintos escenarios evaluados (P50, P90, P99, entre otras sensibilizaciones), se fija una tabla de amortización que permite que el proyecto sea “bancable” y a su vez permita cumplir las exigencias del acreedor como es el caso del DSCR, que corresponde al ratio de cobertura de la deuda, en donde la exigencia del acreedor puede fluctuar entre un 1,3 a 1,8 veces. Esto quiere decir, que el flujo de caja libre de la generadora debe ser de al menos 1,3 veces el servicio de la deuda del periodo, esto considera capital e intereses.

Respecto a la moneda del financiamiento, por lo general es el dólar y la tasa utilizada es la tasa LIBOR más un spread del acreedor. Posterior a ello, una vez ocurrida la etapa de Due Diligence y de revisión de contrato de financiamiento, el desarrollador debe firmar un contrato de derivados o swap, como cobertura ante el riesgo de fluctuación de la tasa LIBOR, con esto, se puede definir una tabla de amortización en dólares fija.



En el caso del financiamiento del tramo IVA, este es entregado en pesos, a un plazo menor, aproximadamente un año, esto debido a que las facturas con IVA activadas dentro del proyecto pueden ser presentadas al Servicio de impuestos internos para una devolución anticipada, proceso que ocurre antes del término del plazo del financiamiento entregado por el acreedor para este concepto (27 BIS). Actualmente, como medida de apoyo, el Ministerio de Hacienda permite presentar una solicitud de exención de IVA para los equipos importados, con ello se disminuye línea IVA solicitada como parte del financiamiento y se reducen los costos de estructuración y gastos financieros.

También se debe considerar por parte del acreedor y deudor el riesgo cambiario, que incluye riesgo de volatilidad del tipo de cambio y de convertibilidad de la moneda. El crédito puede estar en una moneda y los contratos de construcción en un mix, entre pesos, dólares, euros u otra moneda, por esta razón el acreedor podría ofrecer la contratación de forward que permitan protegerse de fluctuaciones en la moneda. En casos como los proyectos fotovoltaicos, donde por lo general los proveedores son de origen extranjero y los insumos tienen un alto porcentaje del CAPEX, el riesgo tipo de cambio es menor que en otro tipo de proyectos.

Para mitigar riesgos de pago, el acreedor exige cuentas de reserva de servicio de la deuda que puede ir desde el equivalente a una cuota anual o un 75% de las cuotas anuales, lo que cubre en el caso de no tener caja suficiente para pago de la deuda. También se consideran cuentas de reserva de operación y mantención que cubre en el caso de no poder pagar con los flujos disponibles los requerimientos de operación y mantención y cuentas de reserva para casos de fluctuación de demanda por parte de los contratos con distribuidoras.

Respecto a otras exigencias, muchos acreedores exigen previo al cierre financiero tener un PPA firmado con una contraparte a satisfacción del



acreedor y es este un punto que actualmente limita el desarrollo de muchos proyectos con pertinencia, DIA o RCA aprobada.

En resumen, las variables a considerar en un modelo financiero son las siguientes:

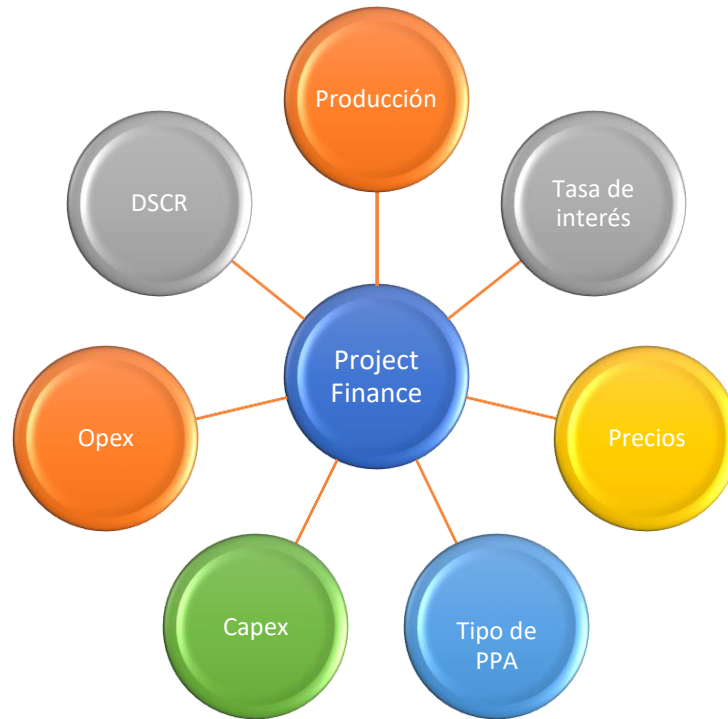


Tabla 9-1: Variables a considerar en modelo base de Project Finance

Las principales barreras en el acceso a financiamiento y en particular al Project finance para tamaños pequeños y/o innovadores, son:

- a) Para proyectos ERNC patrocinados por pequeñas y medianas empresas, la falta de capacidad financiera para ofrecer garantías líquidas, capital propio, garantías corporativas y el elevado costo de la estructuración del financiamiento.

En el caso de que sea una tecnología innovadora, son considerados proyectos riesgosos por el desconocimiento de la tecnología.



- b) Proyectos ERNC de menor escala, como el Net billing o autoabastecimiento, tienen falta de interés por parte de las instituciones por el tamaño de los proyectos y al igual que en el punto anterior tienen barreras de entrada debido a incapacidad para ofrecer garantías, el alto costo de la estructura de un Project Finance y la dificultad de este tipo de proyectos de percibir los beneficios económicos.
- c) Proyectos de eficiencia energética tienen dificultad para percibir los beneficios económicos y están en un estado muy incipiente, lo que se traduce en mayor riesgo para el acreedor.

En resumen, a nivel general se encuentran las siguientes barreras en Chile para los proyectos ERNC:



Tabla 9-2 Barreras a los proyectos ERNC en Chile

## 9.2 OTROS TIPOS DE FINANCIAMIENTO

Aunque como se ha indicado, el financiamiento más utilizado en Chile y el mundo es el Project Finance, existen otros mecanismos:

- **Financiamiento corporativo:** Este tipo de financiamiento es un crédito directo a la compañía para la realización del proyecto. Este es un mecanismo menos utilizado porque involucra los flujos de la compañía y no del proyecto en particular. Muchas veces es utilizado cuando se



levanta un alto capital para una serie de inversiones en empresas de gran tamaño, y en otras ocasiones es usado para proyectos muy pequeños, que no alcanzan una masa crítica suficiente que permita a un acreedor financiero mediante Project Finance, esta masa crítica puede variar entre bancos, pero un estándar es alrededor de los US\$15 millones.

- Leasing, la empresa obtiene financiamiento mediante el arriendo. Hay diversos tipos de leasing, pero el factor común es que generan compromisos financieros por utilizar los activos en arriendo.

Adicional a los métodos de financiamientos mencionados, hay dos mecanismos que están tomando fuerza, que no corresponde al Project Finance y que veremos a continuación.

### **9.2.1 BANCOS VERDES**

Un punto importante a desarrollar es lo que está pasando con la implementación de financiamientos orientados a las energías sustentables y proyectos verdes, herramientas que tienen el potencial de ayudar a superar la falta de financiamiento ERNC.

Los bancos verdes son instituciones públicas o semi públicas que actúan como coordinadores entre recursos públicos, inversionistas privados e iniciativas que necesitan recursos a bajo costo y en energías limpias. Realizan, entre otros, los siguientes tipos de financiamientos:

- a) Préstamos directos al proyecto con tasas preferenciales.
- b) Cofinanciamientos, en donde participa el banco verde en conjunto con otra institución financiera, con esto se diversifica el riesgo y se mejoran las condiciones del financiamiento a las cuales se accede.



- c) Mejora crediticia, donde el banco verde, con el objetivo de disminuir el riesgo del proyecto ante instituciones financieras, facilita el acceso a garantías, fondos de reserva, deuda subordinada, etc.
- d) Leasing, en este caso, se utiliza para proyectos de eficiencia energética, donde el banco verde proporciona cofinanciamiento, garantías, entre otros instrumentos a la institución financiera que da el crédito al desarrollador, donde este último entrega los activos en leasing a los clientes, como es el caso de sistemas de autoabastecimiento.

“La misión de un banco verde es acelerar la maduración de un mercado de energía limpia a través de la innovación financiera” [7].

El banco verde puede mejorar las condiciones en la oferta del crédito y agrupar proyectos pequeños para alcanzar un tamaño de endeudamiento atractivo. El Green Bank Network (GBN) es una iniciativa de seis bancos verdes en conjunto con el Natural Resources Defense Council (NRDC) y la Coalition for Green Capital que tiene el fin de catalizar inversiones verdes, sus objetivos son:

- 1.- Facilitar el intercambio de información y experiencia entre los bancos verdes existentes.
- 2.- Ayudar a la creación de nuevos bancos verdes.
- 3.- Apalancar más capital privado.

Este tipo de banco aún no se desarrolla, Chile es un país con alta madurez financiera donde se estima que, aunque la tendencia será llegar a contemplar este tipo de bancos como parte de las instituciones financieras, no es algo



fundamental para continuar con el desarrollo de la energía verde por el hecho de que el acceso al financiamiento existe y de forma altamente desarrollada.

Aún sin contar con bancos verdes como tal, la inclusión del desarrollo sostenible es parte de la estrategia de negocio de la industria bancaria en los últimos años. La participación de los bancos en productos financieros “verdes” ha ido en aumento y de manera diversificada, como se observa en el gráfico 9-4, con productos tales como hipotecas verdes, productos para mitigar el cambio climático, mercados verdes, recuperación ambiental, entre otros.

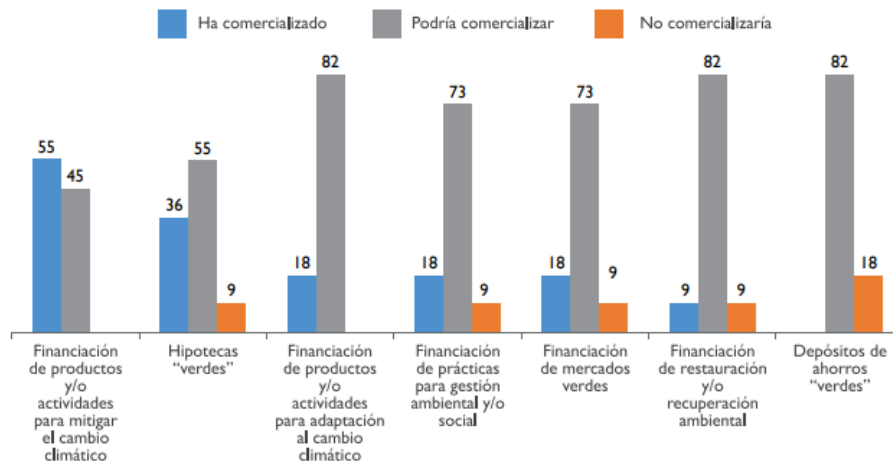


Gráfico 9-4 Productos verdes en Chile [24]

El 91% de bancos encuestados por GFK Adimark indica que está adherido a algún tipo de código externo de conducta ambiental, social o de gobierno corporativo, el 73% dice haber comercializado algún tipo de producto financiero verde y el 55% productos y/o actividades para mitigar el cambio climático, como las energías renovables y el 100% tiene intención de hacerlo.

## 9.2.2 BONOS VERDES

Los bonos verdes son instrumentos de deuda ofrecidos en el mercado por un plazo fijo y tasa de interés por lo general también fija. Estos bonos, pueden ser



emitidos por bancos de desarrollo, agencias gubernamentales, organizaciones multilaterales, municipalidades, instituciones financieras y empresas privadas.

Los Green Bond Principles, creados por la International Markets Association, los definen como “cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o re-financiar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como “Proyectos Verdes”.

Una desventaja de este tipo de financiamiento, es que la rentabilidad se logra a gran escala, y para que sea rentable para un proyecto pequeño lo ideal es la agrupación de varias iniciativas en un portfolio.

La razón para que se requiera un tamaño mínimo, es que la emisión de bonos no es una tarea simple, principalmente por las etapas que contempla la emisión [44]:

- 1) Selección de asesor financiero y diseño del instrumento
- 2) Contrato de emisión
- 3) Clasificación de riesgo
- 4) Inscripción en la Superintendencia de Valores y Seguros
- 5) Colocación

Dentro de los costos se contempla:

- 1) Spread de colocación: Rendimiento adicional sobre la tasa de referencia
- 2) Comisión de estructuración: Entre 1% y 2,5% del monto de la emisión.
- 3) Comisiones de colocación: De 0,25% a 0,75% del monto colocado.
- 4) Cuotas de mantenimiento de la Bolsa
- 5) Publicaciones y otros.



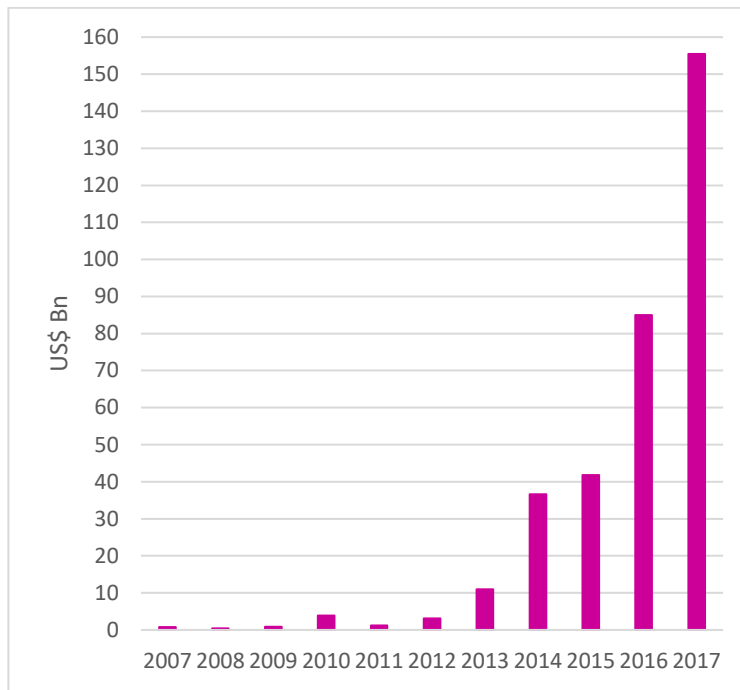
- 6) Apoyos crediticios: Garantías adicionales.
- 7) Costo por calificación de riesgo

Y es por todo lo anterior, que no es una tarea simple para montos inferiores de inversión o empresas de tamaño pequeño.

Los Green Bond Principles, son una guía de procesos que “fomentan la transparencia, difusión e integridad en el desarrollo del mercado de bonos verdes, y corresponden a la hoja de ruta que debiesen seguir los emisores ante una emisión verde”[25]-

Bajo el mecanismo de bonos verdes, hay una verificación del cumplimiento de desempeño ambiental y se exige transparencia y rendición de cuentas en el uso de los fondos.

Este mecanismo de financiamiento no tiene una historia muy larga, comenzó el año 2007 y principalmente por bonos emitidos por bancos de desarrollo. Actualmente, este tipo de emisiones se ha consolidado a través de instituciones públicas y privadas y según el gráfico 9-5, ha estado en permanente aumento.



**2017**  
USD 155,5 bn

**78%**  
crecimiento  
respecto al  
2016

**1.500**  
emisiones

**37** países

**239** distintos  
emisores

**146** nuevos  
emisores

**US\$10,7bn** fue  
el bono más  
grande emitido

Gráfico 9-5 Mercado global de bonos verde [27]

El año 2017 fue el año de la emisión de bonos verdes con 155,5 billones en emisiones y se espera que sea la tendencia el año 2018.

Hasta el 2014 el principal desarrollo de este mecanismo de financiamiento estaba en Europa, pero actualmente, hay casos en Latinoamérica, como por ejemplo:

- En octubre de 2015 en México, el banco de desarrollo mexicano Nacional Financiera, emitió deuda por un valor de US\$ 500 millones, con lo que se financiarían 9 proyectos eólicos
- A nivel regional, el Banco Interamericano de Desarrollo aprobó un portfolio de hasta US\$ 450 millones para un bono verde de eficiencia energética.
- Colombia el año 2016 emitió US\$115 millones, por Bancolombia, primera entidad privada en Latinoamérica en emitir bonos verdes.



Entre el año 2014 y 2017, la emisión de bonos verdes en Latinoamérica fue de US\$ 8.400 millones.

### **9.2.3 BONOS VERDES EN CHILE**

La emisión de bonos verdes funcionaría en Chile como un movilizador de capital a sectores donde el financiamiento tradicional no está llegando.

El primer caso en Chile, fue el bono verde emitido por CMPC en marzo del año 2017 por US\$500 millones, el cual cumple con todos los requisitos del “Green Bond Principles” del Banco Mundial, es decir, los fondos serán utilizados para financiar o refinanciar proyectos con beneficios ambientales sustentables.

El bono emitido por CMPC tiene un plazo de 10 años, con tasa nominal de 4,375% y la operación fue asesorada por 5 estudios de abogados.

En marzo de 2018, la compañía fue galardonada en Londres en los Green Bond Pioneer Award, premiación realizada por la organización The Climate Bonds Initiative, institución que promueve proyectos e inversiones que incentiven la transición a una economía sostenible ambientalmente.

Por otra parte, la Cámara de comercio de Santiago ha dado el siguiente paso en dirección del financiamiento verde en abril de 2018 a través de “Bonos verdes y sociales”, un segmento que tiene por objetivo otorgar al mercado una nueva forma de financiamiento en donde, tanto los inversionistas, emisores y stakeholders en general, pueden formar parte del objetivo del Protocolo de Kyoto y del Acuerdo de París.



El segmento de bonos verdes y sociales, permitirá emitir instrumentos de renta fija calificado como bono verde y/o social, y que luego son transados tal como se hace con un bono común.

Los Green Bond Principles corresponden a la hoja de ruta que deben seguir los emisores de los bonos verdes. Se recomienda asegurar el cumplimiento de cada principio a través de una entidad externa que verifique cada uno de ellos, los puntos son:

1. Uso de los recursos en proyectos verdes
2. Proceso para evaluación y selección de proyectos
3. Gestión de los recursos
4. Reportes

La empresa externa verificadora tendrá el rol de revisar que el emisor cumpla con los principios y con ello darle legitimidad al proceso de la emisión en la Bolsa de Santiago. Las instituciones válidas son aprobadas por la “Climate Bond Initiative” y debe encontrarse en Chile.

Los participantes del mercado son i) los emisores, quienes emiten instrumentos de deuda que posean beneficios medioambientales y deberá relacionarse directamente con un tercero verificador con el fin de dar cumplimiento a la documentación de la emisión del bono verde. ii) Inversionistas, quienes podrán invertir en instrumentos que financian proyectos verdes que tienen un impacto en el medioambiente, por lo tanto, además de tener una compensación económica por la rentabilidad de la inversión, muestra compromiso del inversionista con la sostenibilidad.

Los pasos indicados en la Cámara de comercio de Santiago para la emisión de bonos verdes, está indicada en la figura 3.

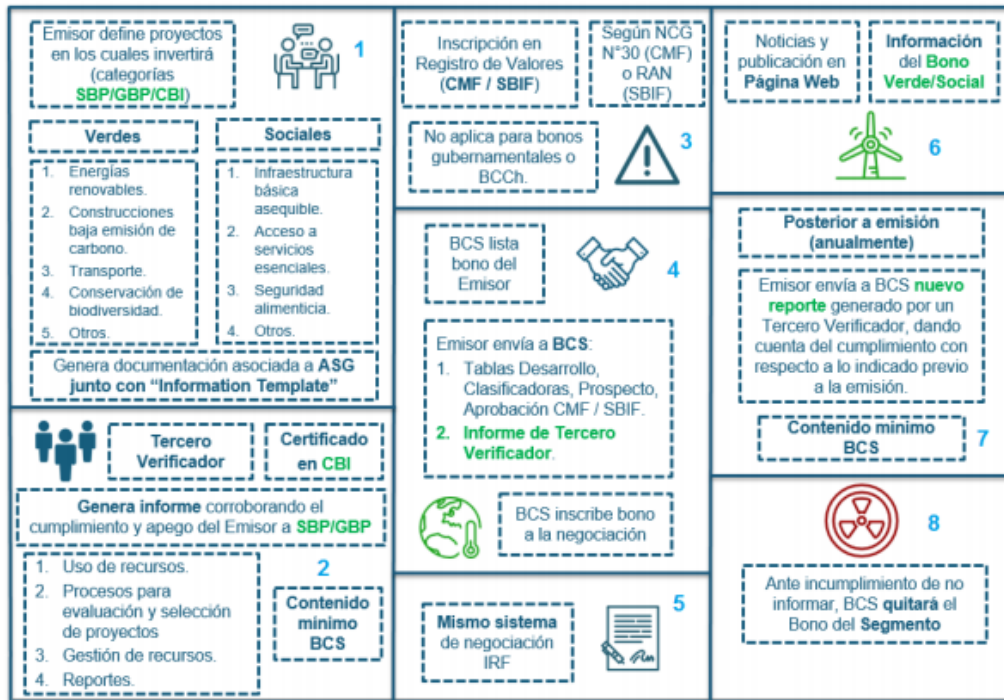


Tabla 9-3: Mecanismo de emisión de bonos verdes [27]

Tipos de bonos verdes:

- Bono estándar con uso verde de los fondos: Deuda con recurso al emisor alineada con los GBP
- Bono verde de renta fija
- Bono verde de proyecto
- Bono verde garantizado

Posterior al anuncio de la Bolsa de Santiago, Aguas Andinas colocó la primera emisión de bonos verdes y sociales, inaugurando así este nuevo segmento de renta fija en el mercado chileno. Los fondos serán utilizados para financiar proyectos que cumplen con los requerimientos de los principios ya indicados.



La emisión fue realizada por UF 1.500.000, con tasa de 1,8% y plazo de 7 años con 3 de gracia. La demanda por el bono superó en 3,6 veces el monto ofrecido en el mercado

Los bancos verdes, junto con los bonos verdes, son dos opciones que se consolidan a nivel global para conseguir que el mundo se vuelva más sustentable y vemos actualmente como Chile también asume esta tendencia. Es importante mencionar que este mecanismo es muy utilizado en refinanciamientos y en montos de financiamiento altos, por el costo transaccional que significa, y es por ello que a menos que el portfolio de renovables sea amplio, no será una alternativa apta para el desarrollador.

## **10. INCERTIDUMBRE MERCADO ENERGÉTICO EN CHILE**

El mercado de la energía ha ido en constante evolución, pero no es hasta los últimos 3 años que se ha convertido en un mercado totalmente distinto para las instituciones financieras.

Por un lado, como hemos visto en los capítulos precedentes, el mix de tecnologías presentes en la matriz energética de Chile se ha modificado dando paso a una matriz más enfocada en las tecnologías renovables, lo anterior, no simplemente es una buena noticia en términos de los avances que se hacen como país respecto a tener una matriz limpia y sustentable, sino que además trae con ello una serie de desafíos en distintos ámbitos del país, entre ellos la planificación en términos de la transmisión y distribución, los servicios complementarios, aprendizaje respecto a nuevas tecnologías, entre otros

Por lo anterior, en búsqueda de los antecedentes más actualizados y de campo, es que se ha realizado una serie de reuniones con personas del sector



financiero y/o energético. En particular, las impresiones que se mencionarán en este capítulo, serán respecto a:

- a) Claudia Valdés, Oficial Líder de Inversiones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
- b) Rodrigo Violic, Head of Project Finance, Banco BICE
- c) Rainer Bucher, Gerente de Finanzas Corporativas Banco BCI
- d) Sebastián Abogabir, Vicepresidente de la Asociación de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas (APEMEC) y socio en estudio Guerrero y Olivos.
- e) Mario Guevara y Francisco Yévenes, Fondo de Inversiones Grupo Arroyo.
- f) Daniele Moriconi, Managing Director LATAM Building Energy SpA
- g) Enrico Gatti, Gerente General holding Scotta

Uno de los factores que es común a todas las conversaciones sostenidas, es la incertidumbre que existe hoy respecto al mercado energético, las distintas instituciones están con problemas al minuto de evaluar a los proyectos de un tamaño menor, como PMG y PMGD, a través del Project Finance, porque han tenido que cambiar sus variables de evaluación y las exigencias a los desarrolladores, como es el caso del factor precio (gráfico 10-1). Si hace 4 años, como indica Rodrigo Violic, se podían hacer evaluaciones merchant con precios sobre los US\$90/MWh, el año 2015 las evaluaciones bajaron a US\$70/MWh por condiciones de mercado que consideraban sería un escenario pasajero, pero actualmente las cifras de evaluación no superan los US\$50/MWh, condición que no parece cambiar en el corto plazo. El banco BICE es uno de los pocos que continuaba financiando a costo marginal ya que los bancos extranjeros como Santander, BCI, BBVA y multilaterales como el BID, financian con PPA o al menos un porcentaje de la producción contratada con PPA por política interna, aunque los números del proyecto permitieran no exigirlo.

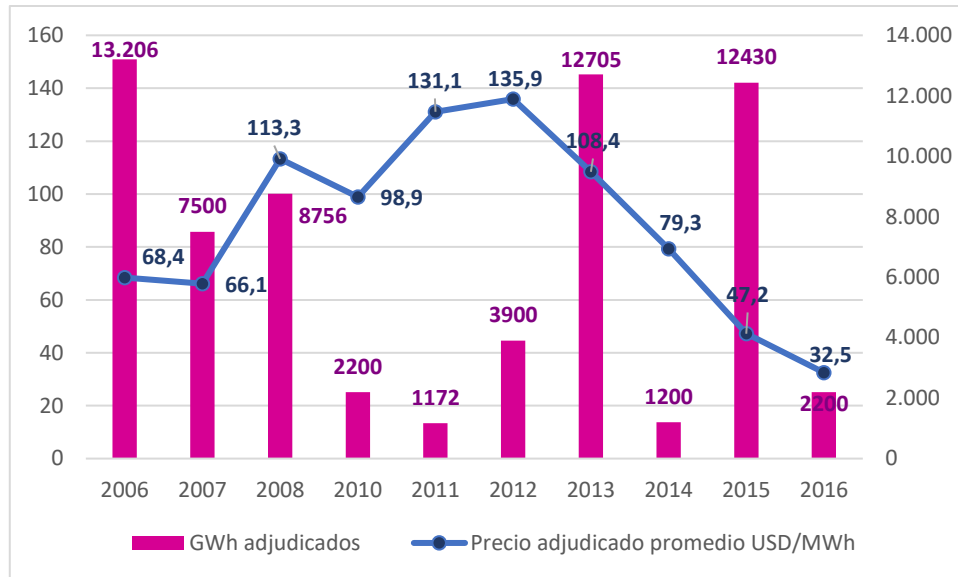


Gráfico 10-1 Precios de licitaciones [37]

Años atrás, como indica Sebastián Abogabir, el ideal era llegar a la institución financiera con un PPA de distribuidora, esto significaba una contraparte seria, un contrato de largo plazo y estabilidad de los flujos del proyecto. Luego de las últimas licitaciones esta situación ha cambiado, son los mismos acreedores quienes no ven atractivo un proyecto que presenta un PPA con distribuidora porque los números no están entregando un buen resultado y esto no solo proviene de precios bajos, sino que en parte también responde a que estos contratos no son Take or Pay, dicho de otra forma, la distribuidora compra energía en la medida que lo requiere y en este punto surge el nuevo factor de incertidumbre para el acreedor, la demanda. En el último periodo, ha habido efecto dilución, esto es que la demanda ha caído y se mencionan dos factores relevantes, la disminución de la actividad económica y la disminución en la demanda de clientes regulados, esto último porque hay clientes regulados que están pasando a ser libres, lo que significa que clientes que demandan entre 500 kilowatts y 5 MW que son clientes regulados, pueden optar a ser libres y lo que no se tenía contemplado es que hubiera salida masiva de estos clientes. Lo anterior solo requiere informar a la distribuidora y luego de un año



transcurrida la notificación, por la estabilidad del sistema, el cambio es efectuado.

Esto último proviene del resultado de las licitaciones, ya que la señal de precios entregada por los generadores hizo ver a los clientes regulados que hay generadores dispuestos a vender su producción a precios más bajos de los que paga el cliente regulado actualmente, por esta razón, salen en búsqueda de contratos PPA a un plazo menor al que se estaba acostumbrado en Chile, contratos por 4 años aproximadamente, que permitan volver a evaluar si seguir o no como cliente libre o volver a regulado, considerando que la elección debe ser por al menos 4 años. Adicional a lo anterior, para los acreedores es complejo el análisis de los PPA de distribuidoras debido a los múltiples puntos de retiro, que perjudican el análisis y agregan riesgo al modelo.

En la figura 10-1 se observa cómo ha cambiado el mercado regulado y libre entre los años 2016 y 2017 y en el gráfico 10-2 las ventas de energía durante el año 2017.

Ventas 2017	Cifras SEN	Respecto a 2016
Libres	34.550	+11,63%
Distribuidor	33.178	-7,53%
Total	68.268	+1,54%

Tabla 10-1 Comparativo 2016-2017 [29]



Gráfico 10-2 Ventas año 2017 [29]

No tener una proyección de demanda estable y todas las incertidumbres que hay hoy en el mercado generador de energía, es que actualmente un proyecto con PPA de distribuidora sea cada vez menos atractivo de financiar, como demuestra Rainer Bucher, quien indica que el Banco BCI en este minuto, no está accediendo a financiar proyectos de generación, están mucho más interesados en mercados más estables y con proyecciones menos riesgosas que la que hoy se puede evaluar en un mercado de generación de energía, indica que una vez que las variables de incertidumbre se estabilicen, podrán entrar nuevamente a este mercado en Chile.

Lo anterior queda demostrado en el gráfico 10-3, donde se muestran los proyectos que debían entrar en operación entre los años 2016 y 2017 por licitaciones previas, por 2,3 TWh de ERNC y que finalmente sólo el 25% entró en operación a tiempo, el 16% entró en operación con retraso, el 38% está en construcción con retraso mayor a un año y 21% de proyectos no se ejecutarán.

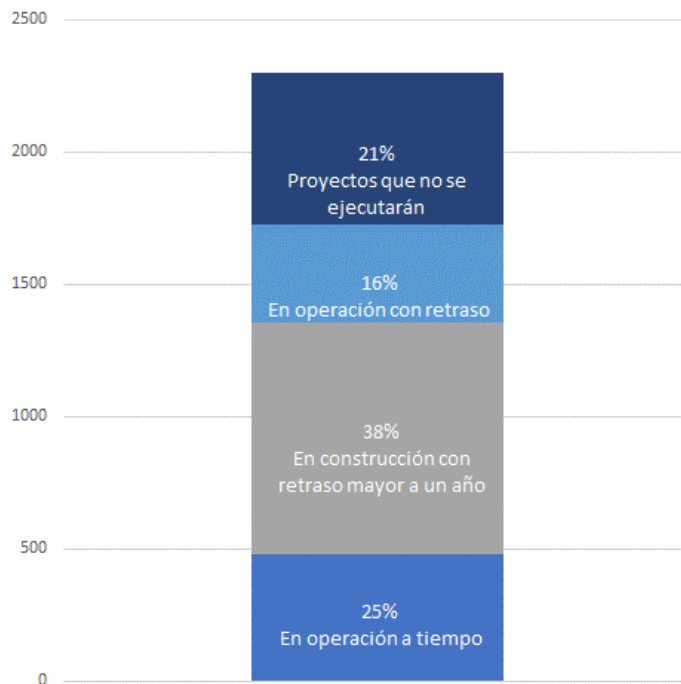


Gráfico 10-3 Proyectos ERNC 2016-2017 [39]

Lo anterior, da una señal respecto a lo que puede ocurrir en el momento de entrada del suministro de las licitaciones del último periodo donde el financiamiento puede estar con condiciones más complejas que las que enfrentaron los proyectos que debían estar operando entre 2016-2017.

Mario Guevara y Francisco Yévenes, por el lado de los fondos de inversión, indican que, aunque la incertidumbre en el mercado energético es alta en la actualidad, no tienen planes de dejar de entrar en nuevos proyectos y que definitivamente el foco es invertir en proyectos renovables. Invertir en otro tipo de tecnologías no es contemplado en su visión y creen que el mercado tenderá a normalizarse y las posibilidades de invertir seguirán en aumento.

Por el lado de los desarrolladores, Daniele Moriconi, plantea que independiente de los cambios que están ocurriendo, Chile sigue siendo el país para entrar a Latinoamérica, principalmente porque los productos de



financiamiento están alineados entre ellos y se enfocan en los mismos parámetros (tasas similares, plazos, etc.), la dificultad principal en el país ha sido encajar la planificación del proyecto con los tiempos del financiamiento, lo que genera un uso de equity no contemplado inicialmente, o realizar proyectos full equity y financiados post construcción. Sin embargo, aunque hablamos de un mercado maduro, nos indica que en otros países hay más mecanismos de financiamiento y soluciones que los vistos en Chile, pero aquí en general son condiciones más favorables que en el resto de la región.

En Chile, en la práctica, lo que se está viendo en términos de modificaciones en las evaluaciones, es que el nivel de leverage se ha reducido hasta valores del 60-40 o incluso 50-50. Los plazos, por lo general se han mantenido de 15 a 18 años y las garantías como los fondos de reserva, se han puesto más exigentes en término de cobertura exigida.

Enrico Gatti, por parte de los desarrolladores mini hidro y solar fotovoltaico, hace hincapié en los cambios ya mencionados respecto al factor precio, pero agrega que, en el caso hidro, se suma a lo anterior la sequía de los últimos años que ha golpeado de manera doble los números de las centrales, con ello ha hecho más complejo conseguir financiamiento ya que los bancos al tener el nivel de precios actual, están discriminando proyectos de manera más exigente respecto a la calidad de éstos, considerando factor planta y costos de construcción bajos. Adicional a ello, recalca el efecto que ha tenido el que las instituciones gubernamentales estén cada vez más especializadas en sus áreas y por ello el tema de los permisos, el seguimiento del cumplimiento de los compromisos ambientales y la inclusión en el desarrollo de los proyectos a las comunidades vecinas, que, aunque es algo positivo para el país, ha complejizado aún más el desarrollo de los proyectos versus lo que pasaba hace 10 años atrás, donde las exigencias regulatorias eran menores. Hoy, dice Gatti, se ha sumado también un coordinador eléctrico nacional mucho más



exigente, donde la relación que tiene con un proyecto de 1 MW, es la misma que uno de 100MW o más, lo que ha hecho que para los desarrolladores más pequeños la operación de una central sea más compleja que hace años atrás.

Adicional a lo anterior, Basilea, estándares internacionales aplicados a los bancos, ha tenido y podrá tener impacto en los bancos nacionales a través de sus 3 acuerdos:

Basilea I (1988), que homogeniza a través de establecer requisitos de capital por riesgo crediticio, busca frenar el arbitraje regulatorio en bancos globales. Posteriormente con Basilea II (2004), se sensibiliza incorporando requisitos de capital por riesgo operacional, aumenta sensibilidad al riesgo y agrega poderes del supervisor y transparencia. Finalmente, con Basilea III (2010) se corrige y aumenta el nivel y calidad del capital.

Se hace referencia a este punto porque los requisitos establecidos en Basilea III aún no son obligatorios en Chile, pero paulatinamente se irán implementando y con ello, se exige una reserva de capital mayor en los financiamientos, que, según la NRDC, para los bancos será más fácil financiar proyectos de energía limpia y cumplir con Basilea III si hay un mercado de bonos verdes desarrollados.

Aplicar este estándar encarece para el banco los financiamientos a un plazo largo como los considerados actualmente y la rentabilidad de financiar a dichos plazos disminuye, es por esto que muchos bancos en Europa, como indica Rodrigo Violic, financian a plazos de 7 años con una cuota bullet al final. Cuando llega la fecha de pago de la cuota final, se hace un refinanciamiento y en este punto ya se ha amortizado el 40-50% del capital de la deuda. De todas maneras, desde la SBIF indican que se debe adaptar a la realidad local, y es por ello que existirá un proceso de adaptación y gradualidad en la adopción.



En la Tabla 10-2 se observa las diferencias entre la situación de Chile y Basilea 3.

Tabla 10-2 Brecha entre Ley General de Bancos y Basilea III [28]

	Requisitos de Capital (capital sobre activos ponderados por riesgo)			
	Basilea I	Basilea II	Basilea III	Chile hoy
Capital Nivel 1	4,0%	4,0%	6,0%	4,5%
Capital básico	4,0%	2,0%	4,5%	4,5%
Otros instrumentos	0,0%	2,0%	1,5%	0,0%
Capital Nivel 2	4,0%	4,0%	2,0%	3,5%
Capital regulatorio	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Colchón de conservación				
Requerimiento Patrimonial	0,0%	0,0%	2,5%	0,0%
Apalancamiento	0,0%	0,0%	3,0%	3,0%
Capital contracíclico	0,0%	0,0%	Hasta 2,5%	3,0%
Requisito adicional SIFIs	0,0%	0,0%	de 1 a 3,5%	0,0%

Respecto al tema de precios, en particular para el caso de los PMGD referente al precio nudo estabilizado, existe actualmente un riesgo regulatorio ya que se plantea que debería modificarse o dejar de utilizarse, este es un riesgo que se analiza desde la arista del desarrollador que está en proceso de ejecutar el proyecto con un financiamiento adjudicado con base en el precio nudo estabilizado, para el caso del desarrollador que está modelando con dicho precio para solicitar el financiamiento y finalmente quien ya está operando en esta modalidad. Actualmente está en plena discusión y aunque nada está definido, es un riesgo latente para los proyectos PMGD.

En resumen, en el rubro financiero/energía, se habla de un mercado incierto, pero que para los inversionistas sigue siendo un mercado atractivo y con perspectiva de crecimiento en materia de energía renovable. Es por lo anterior, que el desafío es encontrar en el sistema financiero un mix que funcione para que el desarrollo continúe y con costos de financiamiento que permita que los proyectos “floten”.



## 11. FACTORES Y MÉTRICAS RELEVANTES EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Las métricas consideradas actualmente en el mecanismo de financiamiento de proyecto más relevante, Project Finance, están resumidos en la Tabla 11-1, datos obtenido desde los acreedores consultados.

Tabla 11-1 Métricas en evaluación de proyectos

Item	Resultado
Monto Mínimo de deuda	Hay diferencias importantes entre acreedores desde USD6MM a usd 15MM mínimo
Tenor	15 años- 18 años incluyendo construcción
Ratio deuda/equity	Sobre 60%-40%
Precio energía	Spot: Se pide ratio de cobertura mayor, más exigencias PPA: Se analizan condiciones, calidad de off taker, precio, % contratado para las exigencias del modelo
Breakeven price	30-35 US\$/MWh
Status proyecto	En desarrollo/post construcción /refinanciamiento
Condiciones de financiamiento	Ratio cobertura servicio de la deuda 1,6x Cuenta de reserva servicio de la deuda 6 a 9 meses Cuenta de reserva de O&M 3 meses Garantía financiera como carta de apoyo o stand by durante la construcción y los primeros 18 a 24 meses de operación. Tasa de interes: Libor 180 +4,0-5,0% 70% de la deuda fijada por IRS, el resultado es una tasa entre 6 y 7% Cuentas corrientes restringidas
Líneas de financiamiento	Tramo A: Monto neto , Tramo B: IVA
Comisión de apertura	1,25%-2,5% Tramo A
Due Diligence	Aproximadamente USD200.000
Garantías	Fianza y codeuda solidaria de los accionistas Garantía financiera de terminación de los accionistas Prendas sobre todo el proyecto y sus contratos
PMG y PMGD	Proyectos menores a 3MW pueden optar a créditos corporativo, refinanciarse o unir proyectos en portfolios.

Actualmente, la tecnología con mayor número de proyectos en construcción es la solar fotovoltaica, pero a su vez es la que lidera en capacidad ociosa. Por cada proyecto en construcción hay 13,8 iniciativas inactivas [32], lo anterior es explicado por el estancamiento de la demanda que ha generado menores incentivos a otorgar contratos PPA y de conseguirlos, esto son a plazos menores, afectando con ello las posibilidades de financiamiento de proyectos nuevos. Esto ha generado menor cantidad de proyectos ERNC ingresados al



SEA, pero es importante considerar que actualmente entre proyectos aprobados y en proceso de evaluación hay más de 7 veces la capacidad instalada actual ERNC.

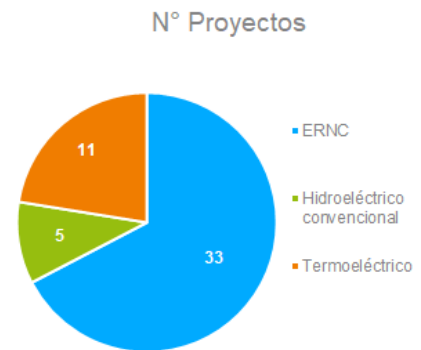
Si se analiza la situación actual según la tabla 11-2, a mayo 2018 hay 49 proyectos en construcción, de los cuales, independientemente de la capacidad instalada, 33 de ellos son ERNC, y de estos, 25 son proyectos con menos de 15 MW de capacidad.

Tabla 11-2 Proyectos en construcción mayo 2018 [40]

Categoría	Proyecto	Tecnología	MW
ERNC	DAS	Solar FV	8
	Las Palomas	Solar FV	3
	MSA-1	Mini hidráulica	3
	Aurora	Eólica	126
	Cabildo	Solar FV	3
	Cachiyuyo	Solar FV	9
	Catán Solar	Solar FV	3
	El Chincol	Solar FV	3
	El Manzano	Solar FV	2
	El Picurio	Solar FV	3
	Los Libertadores	Solar FV	8
	Luna	Solar FV	3
	Malaquita Solar	Solar FV	9
	Marín	Solar FV	3
	MCH El Brinco	Mini hidráulica	0,2
	Ocoa	Eólica	80
	Punta Sierra	Solar FV	9
	Valle Solar Oeste	Solar FV	9
	Villa Prat	Solar FV	3
	Alicahue	Solar FV	3
	Cumbres	Mini hidráulica	15
	El Olivillo	Solar FV	9
	Hidropalmar	Mini hidráulica	13
	Rodeo	Solar FV	3
	El Pinar	Mini hidráulica	11
	Huatacondo	Solar FV	98
	Queule	Solar FV	7
	La Flor	Eólica	32
	San Gabriel	Eólica	183
	Sarco	Eólica	169
	El Maitén	Eólica	9
	Las Nieves	Mini hidráulica	7
	Cerro Dominador	Concentración Solar de Potencia	110

Categoría	Proyecto	Tecnología	MW
Hidroeléctrica convencional	Alfalfal II	Hidráulica de pasada	263
	Las Lajas	Hidráulica de pasada	267
	Los Cóndores	Hidráulica de pasada	150
	Ñuble	Hidráulica de pasada	136
	San Pedro	Hidráulica de pasada	170
Termoeléctrica	Central Cortés	Petróleo Diésel	3
	Sepultura	Petróleo Diésel	3
	Almendrado	Petróleo Diésel	3
	Central el Agni	Petróleo Diésel	3
	IEM	Carbón	375
	Ramadilla	Petróleo Diésel	3
	Combarbalá	Petróleo Diésel	75
	San Javier	Petróleo Diésel	50
	Prime Los Cóndores	Petróleo Diésel	100
	Ampliación central		
	Los Guindos	Petróleo Diésel	132
	Paionales	Petróleo Diésel	100



Debido a todo lo anteriormente indicado, la preocupación actual está concentrada en los proyectos de menor tamaño, esto porque actualmente, el mercado de desarrolladores se está concentrando en esta tipología y como se



ha indica, los distintos factores actuales hacen que un proyecto de menos de 9-10 MW tenga complicaciones para ser financiado, en resumen, por:

- a) Monto de deuda que no es atractivo para el acreedor.
- b) Forma de financiamiento Project Finance tiene un costo asociado a la estructuración del crédito por parte del banco, donde un monto menor a USD 75.000 no es atractivo para avanzar con el proyecto por los recursos técnicos y humanos que se emplean, aunque según las fuentes consultadas, han bajado los estándares en este sentido por la falta de proyectos que logran llegar a la instancia de financiamiento.
- c) Adicionalmente, el costo de un Due Diligence completo no difiere en gran cantidad entre proyectos, por lo tanto, el costo promedio de USD 200.000 pesa distinto en un proyecto de 20 MW, que en uno de 3 MW.

Todo lo anterior, produce que finalmente quienes se están adaptando a las condiciones de mercado para lograr ser financiados sean los mismos desarrolladores a través de:

- a) Disminuir la TIR exigida por los accionistas.
- b) Conseguir mecanismos para garantizar los proyectos, debido al aumento de garantías solicitadas por los acreedores.
- c) Desarrolladores que hoy venden sus proyectos a compañías más sólidas y con historia.
- d) Desarrolladores que generan una masa crítica de deuda a través de la creación de un portfolio de proyectos.



Como dato adicional, del reporte mensual de energía de la CNE, podemos observar dos escenarios y comprobar como los indicadores financieros del sector eléctrico han caído entre Julio 2017 y Abril 2018 según la tabla 11-3.

Tabla 11-3 Indicadores financieros Julio 17 versus abril 18

Julio 2017			Abril 2018		
INDICADOR	ELECTRICO	GAS	INDICADOR	ELECTRICO	GAS
Rentabilidad del patrimonio (%)	14,95	14,97	Rentabilidad del patrimonio (%)	7,89	15,63
Rentabilidad del activo total (%)	6,08	5,57	Rentabilidad del activo total (%)	4,17	5,19
Rentabilidad neta (%)	14,26	9,54	Rentabilidad neta (%)	10,65	9,11
Liquidez corriente (veces)	125	124	Liquidez corriente (veces)	115	126
Deuda financiera/patrimonio (veces)	0,54	0,36	Deuda financiera/patrimonio (veces)	0,51	0,91
EBITDA sobre costo financiero (veces)	5	8	EBITDA sobre costo financiero (veces)	5	9

## 12. SITUACIÓN FUTURA

Actualmente, hay 89 proyectos en evaluación ambiental que suman USD 27.974MM de inversión según podemos ver en la tabla 12-1.

Tabla 12-1 Proyectos en evaluación ambiental [13]

Etiquetas de fila	Cuenta de Proyecto	Suma de Potencia [MW]	Suma de Inversión [MMUS]
<b>Convencional</b>	<b>12</b>	<b>2.507</b>	<b>2.370</b>
Diésel	1	18	6
Diésel Gas	1	6	2
Gas	7	2.163	2.146
Gas-Diésel	1	272	180
KPP	1	7	17
Térmico	1	41	20
<b>ERNC</b>	<b>77</b>	<b>7.875</b>	<b>25.604</b>
Biomasa	1	21	44
Eólico	13	1.082	1.803
Fotovoltaico-eolica	1	413	495
Geotérmica	1	50	200
Pasada	7	99	274
Solar FV	50	2.111	3.287
Termosolar- Fotovoltaico	4	4.100	19.500
<b>Total general</b>	<b>89</b>	<b>10.381</b>	<b>27.974</b>



Corresponden a ERNC 77 de los proyectos antes mencionados, sumando una inversión de USD 25.604 MM.

De los proyectos indicados, 38 tienen capacidad instalada menor a 9 MW y 29 de estos un valor de inversión menor a USD 15MM, monto mínimo exigido de deuda para la mayoría de los acreedores. Son aquellos los proyectos que pueden enfrentar dificultades al buscar financiamiento con las condiciones actuales de mercado. Adicional a ello, se observa que 23 de los proyectos son exactamente por 9 MW, máxima potencia para optar al precio nudo estabilizado, posibilidad aceptada actualmente por los bancos al no contar con un PPA.

Los distintos agentes entrevistados coinciden en que para ellos es imposible hoy saber cómo se comportará el mercado mañana, y es por ello que existe incertidumbre respecto a cómo estarán financiando en los próximos años, y el comportamiento de los modelos de financiamiento dependen de las variables que veremos a continuación y con ello se analizan los distintos escenarios que se pueden encontrar en el futuro.

## **12.1 VARIABLES**

Para los acreedores, financiar o no un proyecto dependerá, además de la revisión de admisibilidad estándar que contempla conocer al sponsor, posibilidades de conexión, acceso a los terrenos, y otros temas básicos para la ejecución de cada tipo de proyecto, de los números que resultan de ingresar todas las variables al modelo financiero utilizado por el acreedor. Dentro de estas variables, se encuentra el precio, la demanda esperada en el caso de basar el modelo en un contrato, en la generación esperada, costos de inversión y costos de operación y mantenimiento entre otros.



El resultado de ingresar todo lo anterior en la modelación nos llevará al resultado final del leverage al que se puede acceder, a la tasa de interés que soporta el proyecto, la TIR que podrá obtener el inversionista, el cuadro de amortización que permite pagar el crédito, entre otros outputs.

Lamentablemente, para todos los actores del mercado hay factores mencionados que no podemos predecir ni manejar, básicamente vamos mirando que ocurre con el mercado al pasar el tiempo.

Hay proyecciones de hace 5 años atrás que indican que el año 2018 el costo marginal estaría por sobre los 100US/MWh, no había pronósticos respecto al explosivo crecimiento que ha tenido la generación renovable en Chile y como consecuencia, tampoco se esperaba que al año 2016 ya hubiera valores de licitación como el que hemos visto.

Con todo lo anterior, se busca transmitir que hoy ninguno de los actores del mercado tiene cierta claridad ni seguridad de cómo estará el mercado energético en los próximos 5 años o incluso el próximo año. Se pueden hacer estudios, proyecciones, pero nada asegura que el resultado de esto es lo que finalmente ocurrirá.

Por todo lo anterior, es que el mercado financiero hace supuestos y se pone en distintos escenarios respecto a lo que puede ocurrir en el futuro, pero es el ejercicio de evaluación uno a uno lo que permite entender el financiamiento de cada proyecto en particular.

Previo a ver los escenarios disponibles actualmente, desde el punto de vista del desarrollador y del acreedor, revisaremos las proyecciones que existen hoy respecto a las variables más importantes a considerar en las evaluaciones.



### 10.1.1 DEMANDA

En el informe definitivo de previsión de demanda 2017-2037 de la CNE para el cálculo del precio de nudo estabilizado de corto plazo se consideran los siguientes factores:

- a) Proyección de demanda de clientes regulados informada por Empresas Distribuidoras
- b) Proyección de demanda de clientes libres informada por Empresas Distribuidoras
- c) Proyección de demanda de clientes libres suministrados por empresas Generadoras
- d) Información histórica básica de demanda informada por el Coordinador por los años 2000-2016
- e) Se utiliza el modelo que más represente el comportamiento de demanda
- f) Se utiliza información del INE, CEPAL, ONU, Banco Central y Ministerio de Hacienda para proyección del PIB.
- g) Supuestos de eficiencia energética.

En la tabla 12-2 y gráfico 12-1 se incluyen los datos del informe de la Comisión Nacional de Energía, en donde se observa un constante crecimiento de la demanda proyectada acumulando un 63% de crecimiento en casi 20 años con crecimiento anual entre 1,4% y 3,1%.



Tabla 12-2 Proyección de demanda 2018-2037

Año	Regulado GWh	Libre GWh	Sistema GWh
2018	32.207	37.983	70.190
2019	33.007	39.258	72.265
2020	34.076	40.258	74.334
2021	35.413	41.175	76.588
2022	36.903	42.052	78.955
2023	38.407	42.854	81.261
2024	39.950	43.620	83.570
2025	41.247	44.754	86.001
2026	42.152	46.220	88.372
2027	43.155	47.651	90.806
2028	44.152	49.078	93.230
2029	45.192	50.520	95.712
2030	46.228	50.846	97.074
2031	47.466	50.991	98.457
2032	48.675	51.898	100.573
2033	49.877	53.271	103.148
2034	51.094	54.747	105.841
2035	52.363	56.365	108.728
2036	53.655	58.041	111.696
2037	54.987	59.675	114.662

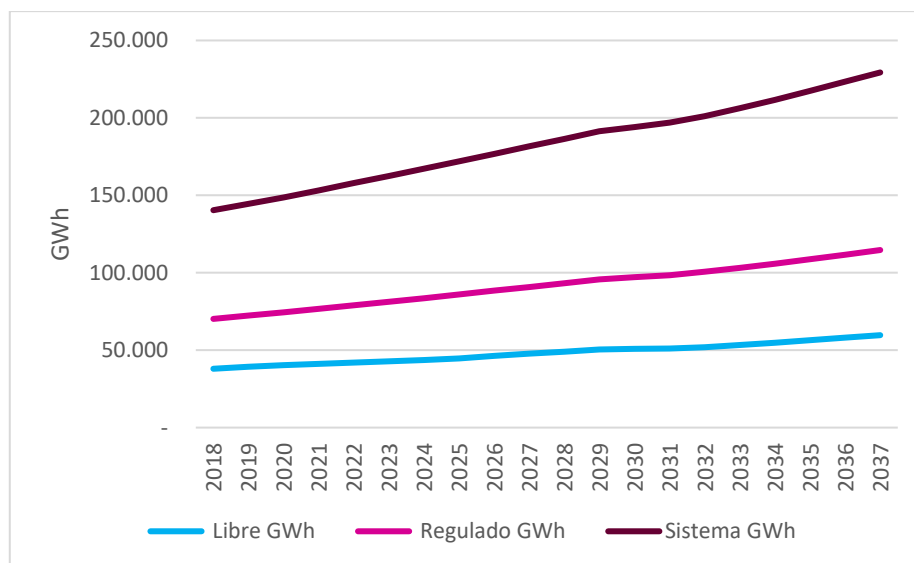


Gráfico 12-1 Proyección demanda 2017-2037 [33]

Adicional a las previsiones anteriores, existe la posibilidad de que el desarrollo de los automóviles eléctricos modifique la demanda ya estimada.

Para Chile, se proyectan 40% de vehículos eléctricos al año 2050, que corresponde a 5.600.000 vehículos eléctricos en el país. Según información



del Ministerio de energía, si hay 40% de vehículos eléctricos en el parque total automotriz en Chile, la demanda eléctrica crecería cerca de 10.700 GWh con respecto a un caso base de dicho año y esto dependerá adicionalmente del costo de las baterías, punto que se revisa más adelante entre las variables relevantes.

En el gráfico 12-2 también se observa la proyección para el año 2040 a nivel mundial según estudios de Bloomberg New Energy Finance.

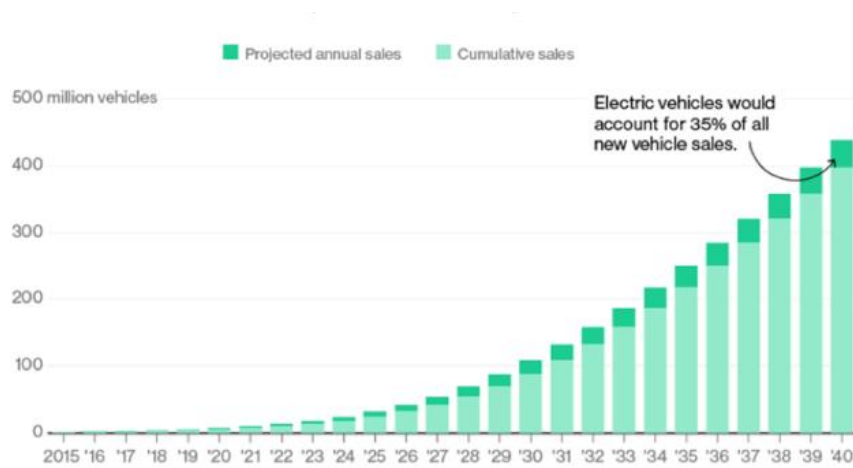


Gráfico 12-2 Proyección vehículos eléctricos en el mundo [14]

Por último, tampoco se sabe a ciencia cierta el futuro de la generación distribuida y a qué nivel llegará en los próximos años.

Las proyecciones del Ministerio de energía, como se observa en el gráfico 12-3, es que la generación distribuida residencial irá en aumento, considerando dos escenarios, el medio o conservador con costos de inversión altos y optimista con costos de inversión bajos.

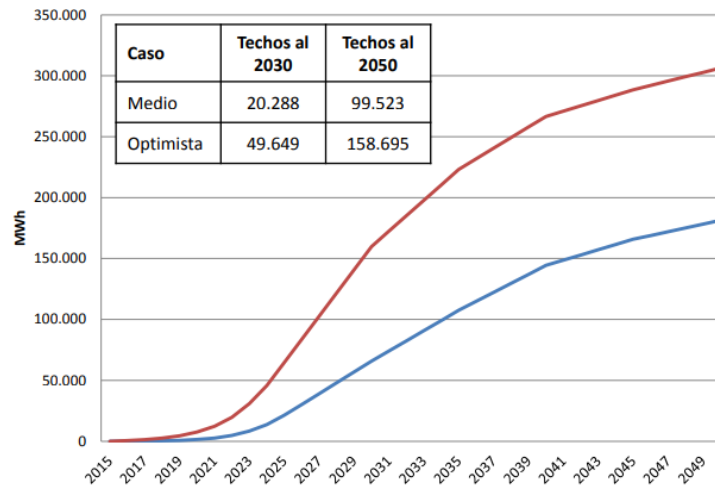


Gráfico 12-3 Generación distribuida residencial [34]

Todos los factores mencionados, y nuevos que no manejemos actualmente, influirán en la demanda final por energía en el país.

### 10.1.2 PRECIOS

Así como ocurre con la demanda, actualmente se pueden estimar precios para el futuro, pero la probabilidad de acertar finalmente a lo que ocurrirá, es baja.

Los acreedores tienen 3 formas de modelar respecto a precio:

a) Costo marginal: Es el método menos utilizado porque la gran mayoría de los acreedores no financian merchant, sino que esperan tener mayor estabilidad de los flujos a través de los dos mecanismos que vienen a continuación.

Si hacen la evaluación a costo marginal, utilizan asesores de mercado que realizan proyecciones del precio, y adicional a esto, el acreedor lo castiga bajándolo aún más, buscando así que el precio que soporte el proyecto sea



más bajo que la previsión para que no tenga mayores riesgos de no pago y darle mayor estrés al flujo.

Adicionalmente, financiar a costo marginal aumenta el riesgo debido a su volatilidad, y por ello castigan el ratio de cobertura de la deuda, el monto a financiar y se aumentan las garantías solicitadas.

Las proyecciones de costo marginal, actualmente no son de mucha utilidad, principalmente por la variabilidad real que tiene, pero de todas maneras, las proyecciones actuales hablan de cifras como las indicadas en el gráfico 12-4.

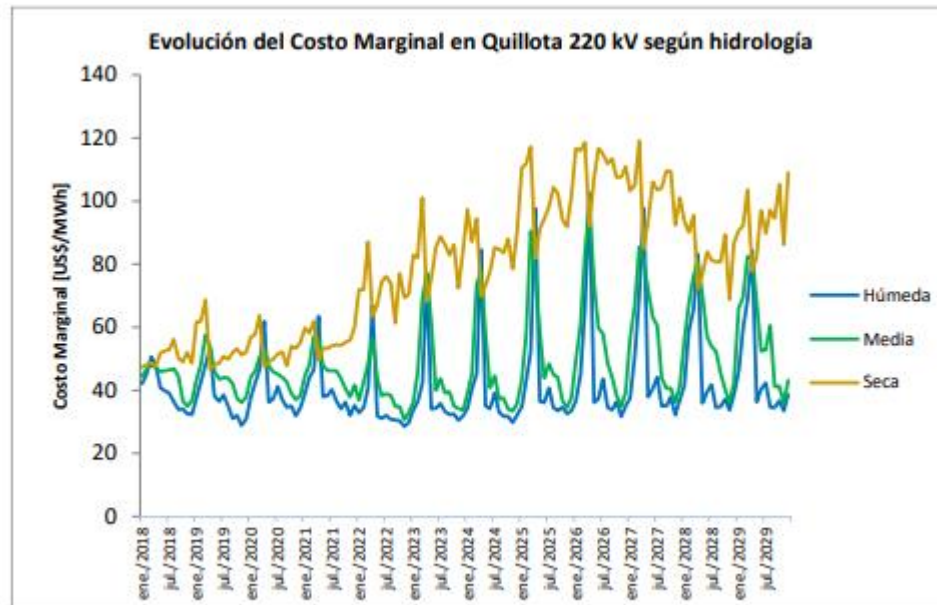


Gráfico 12-4 Evolución CMG Quillota según hidrología 220 kV [41]

b) PPA: Es el caso ideal para el acreedor, pero como se ha mencionado previamente, es también importante el precio pactado, las condiciones y el off taker. Respecto al precio, mientras esté por sobre el precio de equilibrio del proyecto, el modelo funcionará, porque además de sostener el proyecto, permite estabilidad en los flujos. El problema principal de presentar un PPA son las condiciones pactadas, si no es take or pay, y por ello se depende de



la demanda del contratante, hay un riesgo de que exista un porcentaje de la generación vendido a costo marginal y ese porcentaje será castigado en la evaluación con ratios de cobertura mayores, entre otras condiciones.

c) Precio de nudo estabilizado de corto plazo: Financiar contratos que se acojan a precio de nudo es algo relativamente nuevo. Años atrás, por los altos precios a costo marginal, no era una alternativa utilizada por los desarrolladores, ni tampoco por los acreedores. Ahora, con la situación de los últimos años, se ha considerado ampliamente para los proyectos pequeños que tienen alta dificultad de obtener PPA.

A grandes rasgos, el cálculo del precio nudo de corto plazo contempla:

- 1) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico
- 2) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras
- 3) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes
- 4) Estadística hidrológica
- 5) Precio básico de la energía
- 6) La tasa de actualización.

Actualmente muchos de los proyectos optan por el precio de nudo de corto plazo como mecanismo de venta de energía porque los costos marginales durante el año 2016 y 2017 han caído en periodos bajo los 50 USD/MWh, y el precio nudo de corto plazo no puede ser menor a la banda de precio que se calcula entre varios factores, con el precio medio de mercado, que



corresponde a los precios medios de los contratos de los clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras y es por ello, que para el cálculo final del precio nudo de corto plazo, se realizan correcciones para que no esté por debajo de la banda de precios indicada.

La esencia de este mecanismo es permitir a los pequeños medios de generación, menores a 9MW, acceder a un precio estable dada la dificultad en la obtención de PPA.

Como indica el gráfico 12-5, a la fecha hay 651 MW de PMG y PMGD que están actualmente un 54% a spot y 46% a precio nudo de corto plazo.

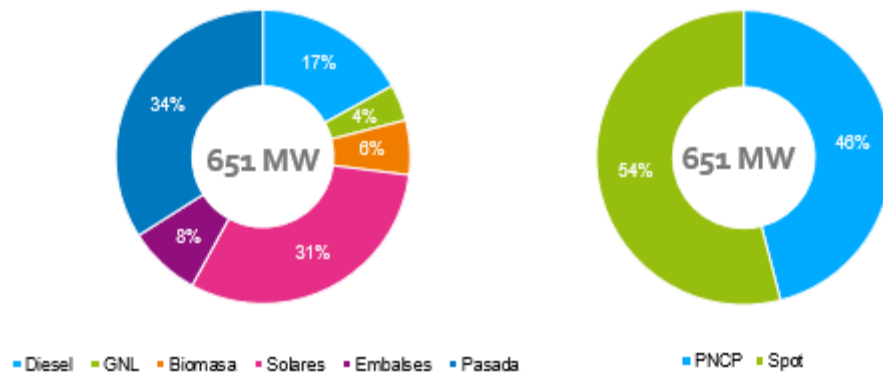


Gráfico 12-5 PMG/PMGD en la matriz [42]

Respecto al futuro, al igual que en todas las variables mencionadas, se hacen proyecciones que pueden variar mucho respecto a la realidad. En el gráfico 12-6 se muestra una proyección para el periodo 2017-2030, donde se observa que la ventaja de avanzar con precio de nudo, al menos permitiría estar en una banda que supera los 50US\$/MWh

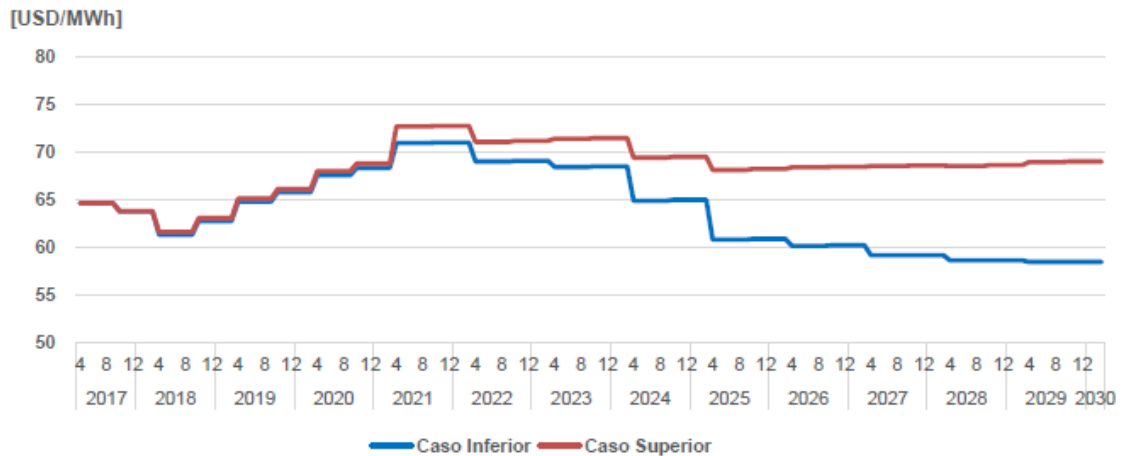


Gráfico 12-6 Proyección precio nudo Barra Quillota 220 kV [36]

Hoy existe un riesgo regulatorio latente, y es que, si se convierte en un mecanismo ampliamente utilizado por los desarrolladores, podría haber modificaciones en su regulación e incluso se ha hablado de su eliminación. Pero esto, tal como el resto de los puntos de este capítulo, es incierto.

### 10.1.3 COSTO TECNOLOGÍAS

El costo de las tecnologías, como se ha mostrado en capítulos precedentes ha ido en constante disminución, principalmente para el caso de las centrales fotovoltaicas, donde los costos han caído más de un 60%.

Actualmente, las proyecciones indican que los costos seguirán cayendo, la pregunta es, ¿hasta qué punto?. Las empresas que participan en las licitaciones de las distribuidoras ofertan en base a proyecciones, entre ellas se incluyen las previsiones que tienen respecto a los costos asociados y con esta información obtienen el precio que pueden ofertar. Por lo anterior es que el riesgo tecnológico de no llegar a costos que los desarrolladores hayan estimado puede provocar que finalmente muchos proyectos no sean financiados y finalmente construidos.

Para el año 2050 el Ministerio de Energía proyecta que el costo caerá en:

- 25% a 65% de los paneles solares fotovoltaicos
- 40% a 65% en los costos de Concentración Solar de Potencia
- 10% a 23% en las centrales eólicas onshore
- 18% en centrales geotérmicas.

La caída que ha ocurrido los últimos años, podemos verla en el gráfico 12-7, donde también se espera que el costo siga cayendo al año 2021.

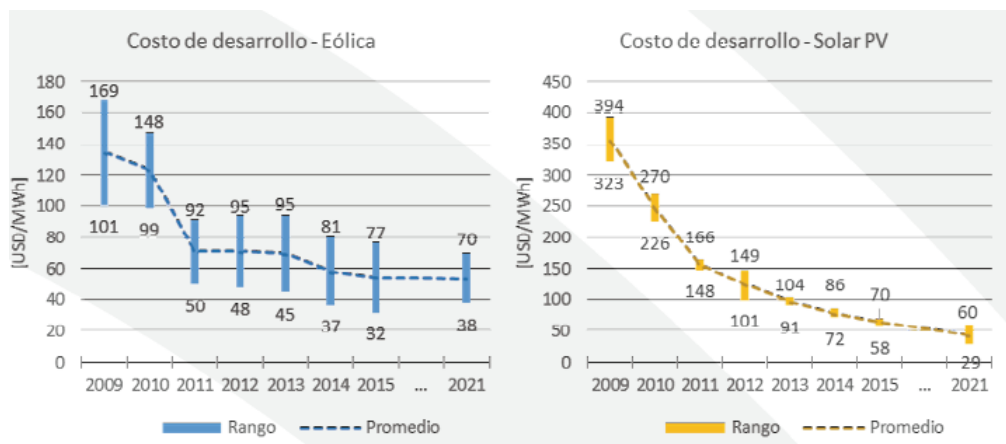


Gráfico 12-7 Costos estimados de tecnologías solares y eólicas [37]

Adicional a las caídas de costos de las tecnologías ya conocidas, están los posibles avances en términos de baterías, que permitan que la generación que solo ocurre en algunas horas del día, pueda ser utilizada también en la noche. Con esto, más que disminuir los costos del proyecto, permite tener un flujo más robusto a nivel anual y más estable también.

Para el caso de las baterías de litio, se espera una caída en los costos de 38% entre los años 2017 y 2020, Se proyectan bajas en los costos de manufactura, menores requerimientos de componentes de alto costo y aumento de la capacidad de almacenamiento [35]



## 12.2 ESCENARIOS

De acuerdo a las variables planteadas en capítulos anteriores y otras adicionales que se pueden presentar en el futuro, los acreedores y desarrolladores visualizan diversos escenarios factibles en el futuro de la energía renovable en Chile respecto a sus posibilidades de financiamiento o variabilidad de los factores que lo definen.

- ✓ Escenario 1: Desde el año 2017, se ha visto la salida de clientes regulados a libres que no se tenía contemplado, la oportunidad que han visto los clientes regulados que por tamaño tienen la posibilidad de cambiarse a cliente libre, lo están haciendo porque existe, debido a la licitación, una señal de que los generadores pueden pactar precios más bajos de lo que actualmente están pagando a las distribuidoras, por ello, como se ha mencionado antes, buscan contratos por pocos años, a diferencia de los antiguos PPA, esto para ir viendo que pasa con los valores en los próximos 4 años en el mercado y modificar su decisión.

La disminución en la demanda de regulados hace que disminuya la demanda de la distribuidora a sus contratos con generadores, esto es, el generador tiene menos demanda por su energía y por ello, un porcentaje menor de la generación al precio de contrato, el resto debe venderlo a Costo Marginal.

Lo anterior, genera una señal de riesgo a los acreedores, quienes ya no están tan dispuestos como antes a financiar un proyecto con PPA de distribuidora y al evaluar un modelo bajo este escenario, castigan aún más la demanda, aumentan las garantías, disminuye el nivel de financiamiento y aumentan los ratios de cobertura exigidos.



- ✓ Escenario 2: Si las proyecciones de demanda son correctas, y ésta aumenta, crece además la necesidad de generación. Tal crecimiento, puede requerir energía que no necesariamente puede ser renovable, sino que se cubrirá con las centrales convencionales. Si esto ocurre el costo marginal va a aumentar, con lo que se genera una nueva oportunidad para las ERNC de obtener financiamiento con mejores condiciones por nuevas proyecciones de precio y demanda.
- ✓ Escenario 3: Tal como ha ocurrido los últimos años en Chile, existen altas posibilidades de que se sigan generando oportunidades para las centrales ERNC tanto porque los incentivos se han puesto así, como por la caída proyectada del costo de las tecnologías. Si esto ocurre, la entrada de más ERNC en la matriz, a su vez genera un círculo vicioso en cuanto al nivel de precios del mercado, es decir, su entrada en la matriz por sí misma genera una disminución en los precios, con ello, existe la posibilidad de que finalmente se requieran incentivos por parte del Estado para poder financiar todos los proyectos de generación ERNC a los precios que existan en ese momento, como subsidios.
- ✓ Escenario 4: Nuevas tecnologías o mejoras en tecnologías actuales, como las baterías, mejoran las condiciones de los proyectos solares, donde permitiría generar las 24 horas de día. El costo de inversión aumenta, pero los flujos de las centrales mejoran y con ello acceden a mejores condiciones de financiamiento al ser un mejor y estable proyecto.
- ✓ Escenario 5: Aumento de los vehículos eléctricos produce un aumento en la demanda energética y con ello surge el cuestionamiento respecto a la posibilidad actual de que podamos cubrir dicho aumento de demanda con ERNC. Si esto no es así, se tendrá que cubrir con las



centrales más caras y con ello el costo marginal aumentará, con lo cual mejora el modelo financiero de las centrales ERNC.

- ✓ Escenario 6: Existe una disminución de la inversión ERNC de pequeña escala por dificultad de financiamiento, pero los grandes proyectos pueden ser realizados, por lo general tienen sponsor con acceso fácil a financiamiento y que pueden acceder de manera rápida a garantías y aportes de equity a la SPV en evaluación, la pregunta es si se generarán masivamente proyectos de gran tamaño.
- ✓ Escenario 7: Los desarrolladores son los que se ajustan a la situación de mercado accediendo a que, al nivel de precios y demanda, por ejemplo de la distribuidora, se obtenga un porcentaje de financiamiento menor al proyectado, con exigencias de garantías mayores y aceptando un nivel de TIR menor a la requerida en proyectos de este tipo. Finalmente, todo lo anterior desincentiva la inversión y con ello la cantidad de proyectos a construir.
- ✓ Escenario 8: Empresas opten por realizar financiamientos post construcción, para eliminar riesgos de construcción y acceder a mejores condiciones por parte del acreedor. Lamentablemente, ese cambio de condiciones principalmente son la tasa de interés y la garantía asociada, pero el nivel de financiamiento, continuará dependiendo de la demanda, producción y precios.
- ✓ Escenario 9: Conseguir financiamiento a través de la emisión de bonos verdes, pero esto sigue siendo una posibilidad para empresas con un tamaño mayor y no para pequeños desarrolladores.
- ✓ Escenario 10: Lleguen nuevos financiamientos desde el exterior, con entidades que permitan evaluaciones con exigencias menores en proyectos que bancos locales no pueden financiar.



- ✓ Escenario 11: Utilización de bancos verdes, o en el caso particular de Chile, de entidades como Corfo o la KFW para la entrega de apoyo en la obtención de las garantías exigidas por el acreedor.

Parte de los bancos consultados, que hace un año atrás no aceptaban precio de nudo estabilizado para las evaluaciones y que ahora si lo hacen, tienen la restricción de solicitar garantías por el 100% de la inversión, y es ahí donde nuevamente un desarrollador pequeño no podrá avanzar con el requerimiento. Para esto, las instituciones gubernamentales u otro tipo de instituciones financieras pueden entregar la herramienta, como es el caso de las garantías, para poder avanzar con las realizaciones.

- ✓ Escenario 12: Aunque todo indica que los proyectos buscan estar a precio nudo estabilizado, considerando el tamaño de los proyectos hoy en construcción y en calificación ambiental. Este método no se sabe cuánto perdurará y si continuará tal y como está actualmente. El riesgo regulatorio es latente y la mayor problemática que tiene hoy es que estaba pensado para regular los precios en una banda, pero hoy se encuentra con proyectos que estarían inyectando a costo marginal cercano a cero, donde el subsidio es mucho mayor.

Una posibilidad actualmente válida, mencionada por Carlos Barría, Director Ejecutivo de Pequeños y Medianos generadores, y que podría funcionar masivamente, es un mercado líquido coordinado a nivel centralizado donde existan contratos de producción entre generadores, es decir, pequeños generadores vendan su producción a generadores más grandes que tienen acceso a PPA. Esto permitiría que los pequeños proyectos estabilicen sus flujos y con ello sean financiados,



la posibilidad de esto es que se encarezca el mercado, pero tampoco es algo que se puede saber al 100%, ya que, si hay oportunidad de manera más masiva que lo que hay hoy, se construirían más proyectos, y con ello el precio tendría que bajar, el efecto neto, no podemos saberlo actualmente, pero es una de las posibilidades que los desarrolladores y acreedores visualizan.

Como se puede concluir, no existe un solo escenario posible, y así como cada situación planteada tiene efecto colateral en otro sentido, es muy complejo para los acreedores dar la receta que funcionará para los próximos años. Lo que si se obtiene y están todos de acuerdo, es que hay un proceso permanente de adaptación, los bancos saben que la inversión en energía será particularmente en el área renovable y es por ello que deben ajustar las métricas para lograr que así sea.



### 13. CONCLUSIONES

A nivel mundial, las tecnologías de energía renovable han tenido un rápido crecimiento y han logrado posicionarse de manera importante en la matriz energética. Chile, uno de los países con mayores recursos renovables disponibles, no se ha quedado atrás, y se ha regulado de manera tal de incentivar la inversión en energía limpia.

El Estado, en la última década, ha identificado la necesidad de apoyar con diversos mecanismos el desarrollo de las tecnologías de energía limpia con el fin de que la matriz de generación en Chile sea cada vez más renovable y a su vez confiable. Dentro de las modificaciones introducidas se encuentra la posibilidad de ofertar por bloques horarios en las licitaciones de suministro de las distribuidoras, esto permite que las centrales de generación intermitentes pudieran ofertar, algo que en periodos anteriores se hacía inviable al tener que realizar ofertas 24/7.

El resultado de modificar las bases de licitación permitió una gran participación de proyectos ERNC en la licitación 2015/01, lo que llevó los precios a un mínimo histórico de 47,594 US\$/MWh. Esto último fue visto como una señal muy positiva para el país después de muchos años con precios de energía altos en comparación al promedio mundial.

Los proyectos licitados están apostando a que cuando se acerque la fecha de suministro, las condiciones de mercado serán aún más favorables que las actuales, los precios de los insumos serán menores y por ello los costos de las tecnologías más bajos que los que hay hoy.

Todo lo anterior puede ser correcto, pero hay muchos factores adicionales que pueden suceder entre la fecha de licitación y la de suministro. El periodo entre



ambos hitos tiene sentido para centrales que tardan años en ser construidas, como las convencionales y las hidroeléctricas, pero para el caso de los proyectos eólicos y solares, un periodo así de largo solo genera incertidumbre debido a que no son construidas hasta que se acerque la fecha de inicio del contrato, y con ello, las condiciones de financiamiento pueden ser muy distintas a las actuales, la demanda también puede ser distinta a lo pronosticado y el costo de las tecnologías podría bajar, mantenerse o subir.

Es por ello que un punto que está actualmente muy discutido en la prensa y en general en el sector financiero y eléctrico, es la dificultad de conseguir financiamiento para todos los proyectos que hoy están con licitación adjudicada o incluso para todos aquellos que actualmente están en calificación ambiental o ready to build.

Chile busca que su matriz sea 70% renovable para el año 2050, pero esto no será posible si los proyectos no consiguen financiamiento para ser construidos. El financiamiento para este tipo de proyectos es por lo general a través del mecanismo Project finance, y para ser evaluado, además de tener buena calificación como sponsors, historia y experiencia en el rubro, se revisan distintas variables que se incluyen en el modelo financiero que finalmente entrega el monto de deuda que puede soportar el proyecto. Por lo que vimos en capítulos anteriores, hoy cada uno de los factores tiene mucha incertidumbre y por ello los acreedores están enfrentando con mucha cautela la posibilidad de realizar financiamientos de este tipo. Aún cuando acceden a financiar, las garantías requeridas y las exigencias que se incluyen en las modelaciones, dejan fuera de las posibilidades de avanzar a muchos desarrolladores que incluso pueden estar aceptando bajar sus estándares de TIR asumiendo que las condiciones de mercado pueden mejorar en el mediano plazo.



La posibilidad de la no realización de proyectos renovables adjudicados, y de proyectos en general que ayudan a alcanzar las metas propuestas por las autoridades, es de gran preocupación. Los incentivos están correctamente puestos en lo relativo a los permisos, a los tiempos de tramitación, a la obtención de un precio de la energía menor para los consumidores finales, a una matriz de energía limpia, entre otros. Pero si los proyectos no pueden avanzar en lo relativo al financiamiento y posterior construcción, todos los esfuerzos serán en vano.

Tanto los desarrolladores de proyectos PMG y PMGD, que hoy son la mayoría de los que están en calificación ambiental, y los acreedores del sistema bancario, coinciden en que la señal de precios actual no es sostenible en el tiempo y que pronto esto puede quedar reflejado en la no construcción de todo lo que está comprometido.

Para el caso de las centrales mini hidroeléctricas, actualmente la situación es más compleja por la disponibilidad del recurso. Los bancos han estado realizando modificaciones en sus evaluaciones para lograr financiar proyectos con las condiciones actuales, como por ejemplo, se ha indicado que las proyecciones siempre se realizan a P90, P70, P50. A mayor probabilidad, más exigente el modelo del banco y actualmente, como los números no están entregando un resultado que permita financiar los proyectos, se están realizando ajustes respecto al escenario a financiar, utilizando un caso base de P75 y uno P50, consideran P75 para el monto máximo a financiar, y el monto adicional que da un P50 se entrega como un monto adicional de financiamiento porque le agregan más garantías a las comunes del Project Finance con el fin de llegar al apalancamiento necesario para que el proyecto se construya, es decir, los mismos bancos se dan cuenta que si no realizan ajustes y agregan creatividad a los modelos, los proyectos no serán financiados.



Por lo anterior, surgen una serie de recomendaciones respecto a las formas que existen para lograr que los proyectos sigan construyéndose y desarrollándose.

Entre las sugerencias que se proponen en el medio están:

- Avances en materia de almacenamiento, así como el costo de las tecnologías ha caído, se espera que en términos de almacenamiento los esfuerzos de I&D apunten a la búsqueda de tecnologías que permitan almacenar energía a un precio que permita que las inversiones se realicen. Con esto, las tecnologías intermitentes podrán mejorar sus flujos de caja y los modelos financieros entregarán mejores ratios y aumentos en la deuda que cada proyecto soporte.
- Si las condiciones actuales de precio se mantienen, y el Estado continúa con el foco en la energía renovable y descarbonización de la matriz, tendrán que necesariamente poner incentivos monetarios estatales para el avance de los proyectos. Lo anterior a través de subsidios, líneas de garantías que respalden a los sponsors, incentivos regulatorios u otros, como la exención de IVA para proyectos con inversión superior a US\$5MM, límite que podría ser reducido.
- Actualmente hay una mesa de trabajo del Ministerio de Energía con distintos actores del mercado donde hay dos temas que se consideran relevantes, la descarbonización de la matriz y que las señales de precio actuales no son las adecuadas, según indica el Presidente de Colbún Juan Eduardo Correa . De la mesa de trabajo indicada deben surgir medidas que permitan cumplir las metas estipuladas en materia ERNC



del gobierno respectivo y como consecuencia de ello, medidas que permitan el financiamiento de los proyectos.

- La Ley de Net Metering ya tiene años de aprobada, y aunque estamos en un país donde la radiación es muy alta, el crecimiento de este tipo de inversión residencial no ha sido el que se esperaba, es por ello que a nivel de Estado se debe considerar el apoyo, al menos de manera inicial para que se establezca en Chile y exista un crecimiento de este tipo de inversión.
- Los bancos, así como se ha mencionado, encuentren mecanismos válidos para ellos y que permitan financiar el mayor ratio de cobertura de deuda posible.
- Una opción siempre válida, es dejar que el mercado opere, y de forma natural llegue a los valores de equilibrio que permitan que el sistema opere de manera correcta.
- Los proyectos finalmente sean construidos, pero no por los desarrolladores originales, sino que muchos gestores grandes compren proyectos más chicos, donde pueden soportar los precios y tengan un patrimonio suficiente para obtener condiciones de financiamiento corporativo y aceptar rentabilidades menores debido a que distribuye el riesgo en su portafolio de negocios global. Es decir, finalmente ocurra un cambio estructural de la industria donde grandes corporaciones acostumbrados a otro tipo de proyectos de mayor tamaño, verán la oportunidad de acceder a un nuevo mercado de generación renovable.
- Exista una mayor distribución de riesgos entre las partes. Actualmente todo el riesgo es traspasado a los desarrolladores y probablemente llegará el punto en que los financistas tendrán que acceder a una



distribución de este riesgo, si no, no podrán participar en el mercado de generación renovable a pequeña escala.

Según lo anteriormente expuesto, el futuro hoy es incierto, y de continuar el mercado de la energía en las condiciones actuales, es altamente probable que muchos proyectos no podrán ser construidos. Es por esto que es el momento de revisar las opciones disponibles a nivel gubernamental y privado, para que se generen las instancias que hagan financieramente viables los proyectos que hoy están detenidos por falta de recursos.



## 14. BIBLIOGRAFÍA

[1] Asociación chilena de energía renovable

[2] REN 21, Renewable global future report 2017.

[3] UN Environment's Economy Division, Global Trends in renewable,

[4] CNE, Anuario estadístico de energía 2016

[5] DELOITTE, Sector energía I, II y III.

[6] Magíster economía energética UFTSM, Energía Renovable No Convencional,

[7] NRDC, Perspectivas del financiamiento de las energías limpias en Chile: ¿oportunidades para los bancos y bonos verdes?

[8] Ministerio de Energía, Energía 2050 Política Energética de Chile.

[9] CNE, Reporte mensual ERNC, Febrero 2018.

[10] BID, Supporting National Development Banks to Drive Investment in the Nationally Determined Contributions of Brazil, Mexico, and Chile

[11] GATICA D., Mercado eléctrico y generadores de ERNC: Análisis de las leyes n°20.805 y n°20.936.

[12] REVISTA Electricidad, <<http://www.revistaei.cl/2018/01/09/2019-se-cumpliria-la-meta-20-ernc-fijada-ley-2025/>>



- [13] Ministerio de Energía, Energía abierta.
- [14] Bloomberg New Energy Finance, Clean Energy Investment Trends, 2017
- [15] Bloomberg New Energy Finance, Climatescope 2017
- [16] DELOITTE, The future of the global power sector.
- [17] IRENA, Renewable Power Generation Cost in 2017
- [18] IRENA, Global Landscape of renewable energy finance 2018.
- [19] IRENA, Renewable energy auctions, analysing 2016.
- [20] IRENA, Unlocking renewable Energy investment: The role of risk mitigation And structured finance, 2017
- [21] Fitch Ratings, Metodología de clasificación de financiamiento de proyectos.
- [22] Coordinador eléctrico nacional
- [23] GREEN Growth, <<http://www.greengrowthknowledge.org/country/chile>>
- [24] GFK Adimark
- [25] Bolsa de Santiago, <[www.bolsadesantiago.com](http://www.bolsadesantiago.com)>
- [26] Green Bond Principles



- [27] Climate Bonds Initiative, Green Bond Highlights 2017
- [28] SBIF, Basilea III Realidades y desafíos para la banca local
- [29] Coordinador eléctrico nacional, Cuenta pública 2017
- [30] OECD DATA
- [31] SYSTEP, Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile
- [32] REVISTA Electricidad <<http://www.revistaei.cl/2017/04/17/solo-14-proyectos-ernc-permiso-ambiental-estan-operando-construccion/>>
- [33] CNE, Informe definitivo previsión de demanda 2017-2037
- [34] Ministerio de Energía, Políticas y prospectiva energética para los próximos años, 2017.
- [35] SYSTEP, Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile.
- [36] SYSTEP, Proyección estabilizado y reconocimiento de potencia para PMGD en el SIC
- [37] ANTUKO, las ERNC ganaron la batalla, ¿qué pasará si ganan la guerra?
- [38] REVISTA Electricidad, <<http://www.revistaei.cl/2017/01/10/acceso-a-financiamiento-bancario-se-ha-vuelto-complejo-para-las-ernc/>>



[39] ANTUKO, mercado eléctrico

[40] Reporte mensual sector energético CNE, mayo 2018

[41] CNE, Fijación de precio de nudo de corto plazo Enero 2018

[42] SYSTEP, Mercado eléctrico 2018

[43] OECD Economic Survey Chile 2018

[44] Proceso de emisión de bonos Corporativos en Chile

[45] REVISTA Electricidad <<http://www.revistaei.cl/2018/06/29/presidente-colbun-queremos-reemplazar-al-carbon-tenemos-dar-las-senales-precio-ade cuadas/>>