



Discusión PdL Subsidio Eléctrico (Boletín 17064-08)  
Efectos del Aumento en el Riesgo para la Inversión sobre el Precio de Energía



30 de Septiembre de 2024

## **SOBRE MORAY**

Moray Energy Consulting es una de las principales firmas consultoras especializada en el mercado de generación y almacenamiento de energía en Chile. Participa de importantes transacciones en el ámbito de M&A, financiamiento y negociaciones relacionadas con el desarrollo de infraestructura en el sector eléctrico en Chile. Para más información visite [www.morayenergy.com](http://www.morayenergy.com)

## RESUMEN EJECUTIVO

En el contexto del PdL enviado al congreso por el Ministerio de Energía el 26 de agosto de 2024 (boletín 17064-08), el que considera un subsidio de US\$ 150 millones anuales por 3 años financiado con cargo a los ingresos de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), diversos actores han planteado públicamente que sus medidas puedan alterar negativamente la percepción de riesgo que los inversionistas tienen sobre el sector infraestructura de generación eléctrica en Chile.

De verificarse lo anterior, es esperable que ello se traduzca en mayores primas por riesgo que incrementen el costo del capital disponible para invertir en la nueva oferta de generación eléctrica, lo que a su vez se trasladaría al precio de la energía que los usuarios pagarán por los nuevos contratos de suministro eléctrico de largo plazo.

Esta minuta analiza la sensibilidad del precio de la energía para nuevos contratos de suministro eléctrico en los próximos años ante aumentos en el costo de capital. A partir de ello desarrolla una estimación el mayor costo para los usuarios y lo compara con el monto del subsidio del PdL.

Se concluye que, de verificarse un aumento en el costo de capital para inversiones en infraestructura eléctrica en Chile, se produciría un incremento notable en el precio de la energía de futuros contratos de suministro eléctrico. Este aumento implicaría que el alivio transitorio otorgado por el subsidio del PdL para reducir el costo de las cuentas de electricidad de algunos usuarios sería sólo un espejismo con un beneficio de corto plazo significativamente menor que el mayor costo futuro que los todos usuarios enfrentarían producto del incremento de precio antes señalado. Es decir, desde una perspectiva de largo plazo, el PdL es negativo para los usuarios del servicio eléctrico en Chile.

A modo de ejemplo. Si la prima por riesgo implícita en el costo del capital destinado a las inversiones en el sector eléctrico aumentara en un 1%, durante los próximos 20 años los usuarios (libres y regulados) verían un aumento en sus cuentas futuras superior a US\$ 900 millones en valor presente, lo que representa un perjuicio neto para los usuarios por sobre los US\$ 500 millones (descontando el alivio que representaría el subsidio también en valor presente a la misma tasa). Si el castigo a las inversiones en el país fuera más severo y Chile pasara a tener el nivel de riesgo del promedio de los países latinoamericanos (3% superior), el perjuicio neto podría alcanzar a US\$ 2.400 millones en el mismo período. El análisis de impacto sobre los usuarios se presenta en la sección 5.2.

Por último, cabe señalar que los efectos de un aumento en la percepción de riesgo podrían contaminar otros segmentos de la cadena de valor (transmisión, distribución, servicios complementarios, por ejemplo). También eventualmente podría expandirse a otros sectores económicos afectando el costo de los servicios de infraestructura (carreteras, transportes, puertos, etc.), todos los cuales requieren apoyo de inversión privada y financiamiento internacional. Evidentemente esto conllevaría un perjuicio enorme para el país que no ha sido contemplado en este análisis centrado únicamente en los efectos sobre el componente energía. Tampoco se ha contemplado en este análisis escenarios en que inversionistas decidan no continuar participando en un mercado con niveles de riesgo elevados como ocurre en otros casos.

## Contenido

1.	Introducción .....	5
2.	Perspectiva de Mercado.....	6
3.	Metodología .....	7
4.	Supuestos .....	9
5.	Resultados .....	12
6.	Conclusiones.....	15

## 1. INTRODUCCIÓN

El 26 de agosto de 2024, el Ministerio de Energía envió a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados un proyecto de Ley (boletín 17064-08) que amplía la cobertura del subsidio eléctrico al que se refiere el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667 e introduce otras medidas de perfeccionamiento a la ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (para efectos de esta minuta en adelante el “PdL”).

Dentro de las medidas del PdL, se propone recaudar US\$ 150 millones por año, durante un período de 3 años (2025-2027), mediante retenciones efectuadas al precio estabilizado actualmente percibido por los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Además, el proyecto contiene otros elementos que también afectan a otros sectores directamente, tales como aumento de impuestos “verdes” con intención recaudatoria (sin reflejo en los costos operativos) y elementos que politizan la discusión de eventuales renegociaciones de contratos.

Como es de público conocimiento, esta propuesta ha generado inquietud en los inversionistas<sup>1</sup> y financistas<sup>2</sup> de infraestructura, así como también en analistas y calificadoras de riesgo, tanto a nivel local como internacional<sup>3</sup>. El siguiente comentario de S&P Global Ratings es ilustrativo sobre el impacto negativo que el PdL podría tener en las inversiones en Chile:

*“Consideramos que la ausencia de un mecanismo de compensación para los activos PMGD -en caso de aprobarse- es el primer caso de intervención dañina del gobierno en el mercado eléctrico. En consecuencia, es muy probable que esto cambie nuestra percepción del marco regulatorio en Chile. El Congreso y el Senado aún deberán revisar la propuesta del Ministerio de Energía antes de su implementación”<sup>4</sup>.*

En este contexto, si se verifica un aumento del riesgo observado para la inversión en futuros proyectos de infraestructura eléctrica en Chile, esto debería traducirse en primas por riesgo que eleven el costo del capital destinado a estas inversiones y, en definitiva, los precios de los contratos de suministro de energía para los usuarios finales debieran verse incrementados.

El propósito de esta minuta es aportar una estimación del efecto que tiene la variación del costo de capital en el costo del suministro eléctrico y compararlo con el beneficio pretendido por el PdL en términos económicos.

---

<sup>1</sup> JP Morgan Chase, BlackRock, Brookfield, entre otros.

<sup>2</sup> Natixis, Scotiabank, CFI, entre otros.

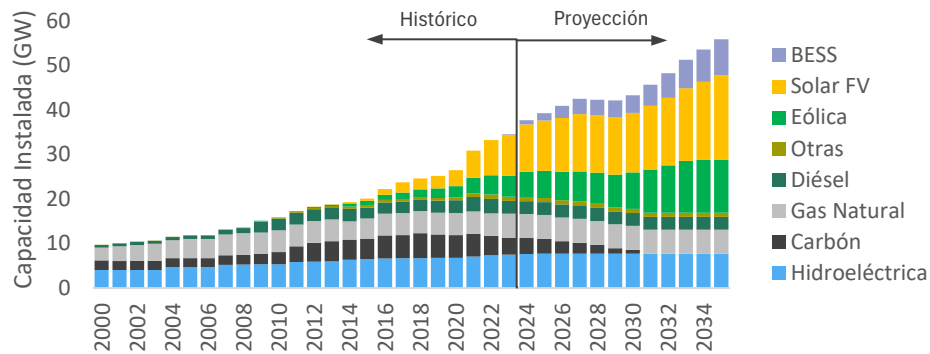
<sup>3</sup> [‘Dangerous Precedent’ Rattles Chile’s Renewable Energy Market - Bloomberg](#)

<sup>4</sup> Traducción libre. “We view the proposed absence of a compensation mechanism for PMGD assets--if approved--as the first instance of the government’s harmful intervention in the electricity market. As a result, this would most likely change our perception of the regulatory framework in Chile. Still, Congress and Senate will need to review the Ministry of Energy’s proposal prior to its implementation.” [Credit FAQ: Why Proposed Regulatory Changes For Chile’s Power Industry Could Hurt Creditworthiness Of Some Projects | S&P Global Ratings \(spglobal.com\)](#)

## 2. PERSPECTIVA DE MERCADO

El mercado de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) de Chile ha sufrido una notable transición en los últimos años, abandonando el desarrollo de tecnologías convencionales (termoeléctricas e hidroeléctricas de gran escala) para dar paso a un desarrollo de nueva capacidad basado en fuentes de Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”). La Figura 2-1 muestra la evolución de la capacidad instalada histórica desde el año 2000 hasta diciembre de 2023 y su proyección para el periodo entre 2024 y 2035.

Figura 2-1. Capacidad Instalada del SEN por Tecnología<sup>5</sup>



Se puede apreciar que en los últimos 10 años las tecnologías de expansión dominantes han sido la solar fotovoltaica (9,2 GW) seguida por la eólica (4,7 GW). En total, ambas tecnologías ERNC ya concentran el 40% de la capacidad instalada del SEN.

También, se puede observar (en la proyección) que en los próximos años Chile debiera continuar recibiendo un alto nivel de inversión en tecnologías ERNC, pero esta vez acompañadas de sistemas de almacenamiento mediante baterías (“BESS”), lo que sumado a otras medidas (desarrollo de transmisión y servicios complementarios), permitirá ir retirando unidades termoeléctricas a carbón.

Se estima que la inversión histórica en fuentes ERNC (hasta 2023) se ubica en torno a US\$ 21.000 millones<sup>6</sup> y la inversión proyectada (incluyendo almacenamiento BESS) hasta el año 2035 se ubicaría en torno a los US\$ 25.000 millones<sup>7</sup> (asumiendo una baja en el costo de las tecnologías en el tiempo). En general, la gran mayoría de la inversión en fuentes ERNC ha sido desarrollada por capitales extranjeros y han sido apalancados con financiamiento de la banca internacional.

<sup>5</sup> Fuente: Elaborado por Moray Energy Consulting. Para el período 2000 a 2023 corresponde a información pública emitida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Para el período 2024 a 2035 corresponde a la estimación de Moray Energy Consulting.

<sup>6</sup> Fuente: Estimación interna de Moray Energy Consulting para el período 2014-2023. Otras estimaciones apuntan a rangos similares. Por ejemplo [Bloomberg NEF](#) señala un monto de US\$16.000 millones sólo entre 2019 y 2023.

<sup>7</sup> Fuente: Moray Energy Consulting (Caso Base 2T\_2024).

### 3. METODOLOGÍA

En un mercado competitivo, la expectativa es que los precios de la energía que los usuarios deberán pagar en futuros contratos para este suministro tiendan, en el largo plazo, a niveles que reflejen el costo de inversión y operación de la solución más eficiente para abastecer la demanda del sistema eléctrico, considerando un retorno sobre los activos (“ROA<sup>8</sup>”) igual al costo del capital<sup>9</sup> compatible con el nivel de riesgo asociado a la actividad.

De esta forma, se evaluará el efecto de la variación del costo de capital en el costo de suministro de energía del país, de acuerdo con la siguiente metodología:

- i. Se determinará una referencia de precio de la energía (componente generación<sup>10</sup>) que los suministradores cobrarían a los usuarios en contratos de suministro de largo plazo, expresado en US\$/MWh. Para lo anterior, se parte de la premisa de que el portafolio óptimo estará compuesto por tecnologías renovables (solar, eólica) y sistemas de almacenamiento (fundamentalmente BESS), que permiten abastecer la demanda al mínimo costo.

Esta referencia requiere una serie de supuestos que incluyen el costo de capital objetivo para establecer el nivel de equilibrio. Para determinar estos precios de equilibrio<sup>11</sup> se buscará que el ROA obtenido por un proyecto sea igual al costo de capital (WACC). Luego, se efectuará una sensibilidad del precio de la energía de equilibrio aumentando el costo de capital dentro de un rango posible de fluctuación (ver sección 4.2). Esto permitirá obtener una curva del precio de la energía para contratos de largo plazo en función del costo de capital. Para facilitar la construcción de esta curva se utilizará un modelo de anualidad simple para estimar los precios de equilibrio por tecnología. En el Anexo 1 se proporcionan más detalles sobre el modelo de anualidad y la forma en que se ha estimado el precio de la energía de largo plazo y la sensibilidad al costo de capital.

- ii. Se determinará el nivel de demanda (consumo de energía) que en los próximos años requerirá ser contratada (nuevos consumos o vencimientos) y que se enfrentará a las condiciones de riesgo imperantes en ese momento (afectadas por los efectos del PdL si se aprobara). Se considerará un horizonte de análisis de 20 años (2025-2044), lo que

---

<sup>8</sup> Sigla en inglés para “Return On Assets” comúnmente utilizada en la industria y el ámbito financiero.

<sup>9</sup> El costo de capital es la tasa de retorno mínima que una empresa debe obtener para justificar la inversión en un proyecto o activo. Este costo combina el costo de la deuda y el costo del capital propio, reflejando el riesgo asociado a cada fuente de financiamiento. La estructura de costo de capital promedio ponderado compuesta por ambas fuentes se conoce en inglés como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

<sup>10</sup> Se asume que adicionalmente los usuarios deberán pagar las componentes de pago de potencia y servicios complementarios, que permitirán la operación segura del sistema y que se han supuesto constantes. Asimismo, los usuarios deben pagar también por transmisión y distribución de energía. Todos estos valores podrían verse afectados eventualmente por aumentos en el costo de capital para inversiones en el sector, pero el análisis se ha centrado (conservadoramente) en la componente de energía.

<sup>11</sup> Esta referencia puede ser comparada con el costo nivelado de energía o LCOE. Cabe considerar que para el caso chileno se ha descontado el ingreso por potencia (análisis de precio binómico), lo que conlleva niveles de precio menores a los que se obtendría si el cálculo se hace sin considerar dicho descuento (caso de análisis de precio monómico). Asimismo, el valor resultante será ajustado por el riesgo de obsolescencia tecnológica. En el Anexo 1 se explica el concepto LCOE<sub>e\_ro</sub>.

permitirá cubrir un período suficiente para observar el efecto de la suscripción de nuevos contratos de suministro a largo plazo en los próximos años<sup>12</sup>.

- iii. Se determinará la variación en el costo de suministro eléctrico asociada al incremento del costo de capital, para cada año del horizonte de análisis, y para distintos niveles de precio de energía asociados al rango de sensibilidad al costo de capital analizado previamente. Este cálculo considerará que la demanda no contratada deberá absorber el impacto de las variaciones en los contratos que se firmarán en lo sucesivo. Para esto, se asumirá que el déficit es contratado en cada año a largo plazo.
- iv. Se procederá a comparar el incremento de costo de suministro a lo largo del horizonte de análisis con el monto del subsidio contemplado en el PdL (US\$ 150 millones por año). Para ello se calculará el valor presente de los incrementos de costo de suministro eléctrico calculados para cada uno de los niveles de precio asociados al rango de sensibilidad al costo de capital analizado previamente.
- v. A partir de la comparación anterior se presentarán conclusiones de interés sobre el beneficio o perjuicio percibido por los usuarios (a nivel agregado) como resultado de los efectos de la variación del costo de capital en los precios de la energía descontado el aporte del subsidio.

Los principales supuestos para el desarrollo de la metodología antes indicada se describen en la sección 4.

---

<sup>12</sup> Esto es clave pues los efectos en los precios de los usuarios se mantienen por largo tiempo mientras duran los contratos ya suscritos (por ejemplo, en la actualidad los usuarios regulados continúan con precios elevados en gran medida producto de acuerdos suscritos hace 10 años). Es decir, los contratos que se vayan firmando en los próximos años permanecerán con los efectos del alza en el riesgo por muchos años más.



## 4. SUPUESTOS

A continuación, se describen los supuestos relevantes para el desarrollo del análisis.

### 4.1. Precios de Energía

Los supuestos principales para el cálculo del precio de energía de contratos a largo plazo son los indicados en el Cuadro 4-1. Estos parámetros permanecen constantes para el análisis, de forma tal que sólo se modificará el costo de capital (WACC) en el modelo de anualidad simple del Anexo 1 para permitir el desarrollo de la sensibilidad.

*Cuadro 4-1. Parámetros por Tecnología<sup>13</sup>*

Item	Unidades	Eólica	Solar FV	BESS@5h
<b>a) Parámetros Técnicos</b>				
Capacidad Neta	MW	200	200	200
Capacidad Instalada	MWp, MW	200	220	200
Disponibilidad	%	97,0%	97,0%	97,0%
Factor de Planta (24h)	%	31,0%	35,0%	20,8%
Horas equivalentes a plena capacidad	Hrs/día	7,4	8,4	5,0 <sup>14</sup>
Eficiencia Round-Trip (RTE ac)	%	100%	100%	87,5%
Degradación Anual Promedio	%	0,0%	0,5%	1,4%
Plazo de construcción	meses	24	12	12
Vida Útil	Años	35	35	20
Potencia de Suficiencia 2025-34	% Cap. Max	15%	20%	58%
Potencia de Suficiencia 2035-39	% Cap. Max	14%	18%	49%
Potencia de Suficiencia 2040-44	% Cap. Max	13%	16%	45%
Precio de Potencia	US\$/kW-mes	8,8	9,5	9,5
<b>b) Costos</b>				
Capex ('all in') por período	US\$/kW, US\$/kWp, US\$/kWh <sup>15</sup>			
2025-2029		1,300	600	240
2030-2034		1,150	550	200
2035-2039		1,100	500	175
2040-2044		1,050	475	160
Costos Fijos <sup>16</sup>	% Capex	2,5%	2,5%	2,5%
<b>c) Parámetros Macro</b>				
Tasa de Impuesto	%	27,0%	27,0%	27,0%
<b>d) Parámetros Financieros</b>				
Apalancamiento Inicial	%	75%	75%	75%
Fees de financiamiento	% Inversión	2,0%	2,0%	2,0%

<sup>13</sup> Corresponden a estimaciones de Moray y consideran una trayectoria descendiente de los costos de inversión en las distintas tecnologías. Se trata de un escenario pro-transición renovable (en el sentido de apostar a una reducción relevante de costos) y por tanto los efectos económicos estimados en este informe son conservadores (podrían ser más altos si los niveles de costos de las tecnologías no tienden a esa reducción, en definitiva).

<sup>14</sup> Se ha considerado la alternativa de 5 horas por simplicidad. El sistema podría equilibrarse con módulos de 4 horas u otras duraciones. De acuerdo con nuestro análisis esto no tiene efectos relevantes para efectos del análisis.

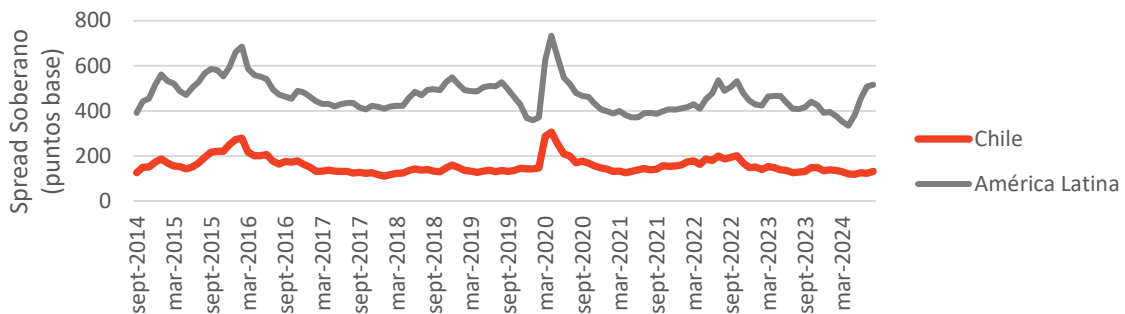
<sup>15</sup> Corresponde a un costo unitario de inversión según capacidad de almacenamiento. Por ejemplo, un para un sistema que tenga 100 MW de capacidad instalada y 5 horas de almacenamiento, se debe entender como el costo de inversión unitario que se multiplica por 500 MWh (100 x 5) para determinar la inversión total.

<sup>16</sup> Se agregan costos de arriendo de terrenos por US\$ 1,5 millones (eólico), US\$ 1 millón (solar fv) y US\$ 300 mil (BESS).

## 4.2. Rango de Sensibilidad

Chile ha presentado históricamente niveles estables y bajos de riesgo país a nivel global. Esto queda reflejado por la evolución del índice EMBI Global (Emerging Markets Bond Index Global) de ‘spread’ soberano, publicado mensualmente por el Banco Central (calculado por J.P. Morgan) que refleja el premio al riesgo internalizado en los bonos soberanos de mercados emergentes y los bonos del Tesoro de Estados Unidos, considerados libres de riesgo. La Figura 4-1 permite apreciar el índice EMBI de Chile comparado con el promedio de los países de América Latina.

Figura 4-1. Spread Soberano (bps)<sup>17</sup>- EMBI



El promedio de los últimos 10 años para el índice EMBI de Chile es de 157,72 bps mientras que para el promedio de países en Latinoamérica ha sido de 467,83 bps, lo que representa una brecha de 310,11 bps. Es decir, invertir en países con niveles de riesgo promedio de Latinoamérica requeriría un costo de capital con un premio en torno a 300 puntos base con respecto a la posibilidad de invertir en Chile (esto explica en gran medida el interés por este país y la falta de interés en otros). Considerando esto, para efectos del análisis, se considera que la variación esperable del costo de capital promedio (WACC) podría moverse en un rango de hasta 300 puntos base (3%), asociado a la brecha antes indicada (es decir que los inversionistas pasarán a considerar a Chile en el nivel promedio de Latinoamérica).

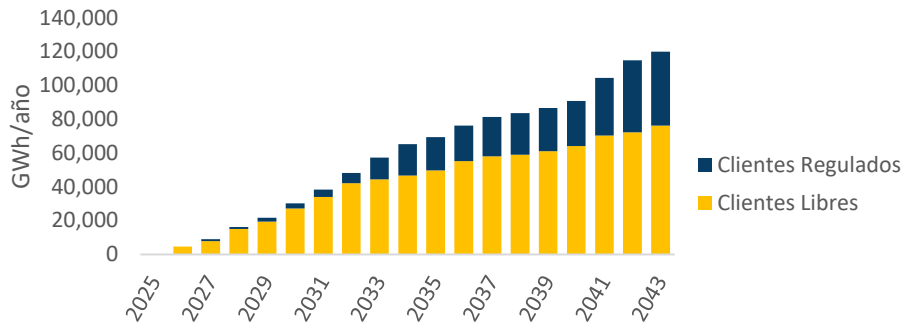
## 4.3. Demanda Afectada

La demanda afectada por un incremento en las primas por riesgo que serían internalizadas en el costo del capital para inversión en el sector infraestructura para generación eléctrica en Chile se limitaría inicialmente sólo a aquella parte que no se encuentre contratada en forma previa a la aprobación del PdL (o cuyos contratos expiren dentro del período de análisis). Se ha considerado que se verían afectados tanto la demanda libre como la demanda regulada.

La Figura 4-2 muestra la evolución de los volúmenes que serían afectados al momento de negociar o adjudicar sus contratos de suministro.

<sup>17</sup> Fuente: Banco Central de Chile. Medido en bps o puntos base.

Figura 4-2. Demanda Afectada



Como referencia de proyección de demanda se han utilizado las estimaciones de la CNE correspondientes al ITP de Licitaciones 2024 (Clientes Regulados) y al ITD de Precio de Nudo de Corto Plazo Julio-2024 (Clientes Libres). Los Contratos Existentes corresponden a los volúmenes registrados por la CNE en el ITP de Licitaciones 2024 (Contratos Regulados) y por el Coordinador del SEN (Contratos Libres)<sup>18</sup>. La demanda afectada se ha estimado como la diferencia entre la demanda proyectada y los contratos existentes considerando un margen de holgura de 5%.

El Anexo 2 contiene la estimación detallada de la demanda afectada en el segmento regulado y el Anexo 3 incluye lo propio para el segmento libre.

<sup>18</sup> Se consideran algunos ajustes basados en inteligencia de mercado de Moray.

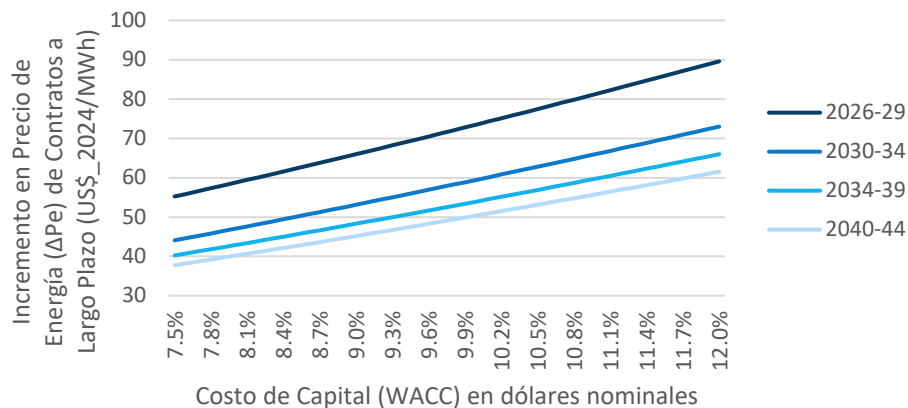
## 5. RESULTADOS

Los principales resultados del análisis efectuado se resumen en esta sección.

### 5.1. Sensibilidad del Precio de la Energía ( $\Delta Pe$ )

La Figura 5-1 muestra la sensibilidad del precio de la energía para nuevos contratos de suministro de largo plazo para un rango de variación del costo de capital entre 7,5% y 12,0%<sup>19</sup>. Se observan 4 curvas porque cada una corresponde a un período con distinto nivel de Capex para las tecnologías (se ha supuesto que el nivel de costos de inversión es decreciente en el tiempo con 4 niveles para cada período).

Figura 5-1. Sensibilidad del Precio de la Energía para Contratos de Largo Plazo (por período)<sup>20</sup>



Se aprecia que el incremento del precio de energía tiende a ser lineal (no lo es exactamente) para cada período (los períodos contemplan niveles distintos de costos para las tecnologías según lo indicado en sección 4.1), arrojando las siguientes tasas promedio de incremento:

Cuadro 5-1. Sensibilidad del Precio de la Energía ( $\Delta Pe/\Delta WACC$ ) en US\$ 2024/MWh

Período (Capex)	Variación del costo de capital ( $\Delta WACC$ )			
	0,1%	1,0%	2,0%	3,0%
2025-29	0,75	7,5	14,9	22,4
2030-34	0,63	6,3	12,6	18,9
2035-39	0,56	5,6	11,2	16,8
2040-44	0,52	5,2	10,3	15,5

<sup>19</sup> Según las estimaciones de Moray 9% sería el rango máximo observado en la actualidad (como referencia promedio ponderada o WACC, pudiendo existir retornos al patrimonio distintos dependiendo de la estrategia de apalancamiento de cada agente). Si se asume un incremento de 3% correspondiente a la brecha de incremento de riesgo considerado como posible, se llega a un nivel de 12% como máximo para el análisis de sensibilidad.

<sup>20</sup> Los incrementos de precio se presentan en moneda real de 2024 sin perjuicio de que el rango de costo de capital representa tasas nominales en dólares.

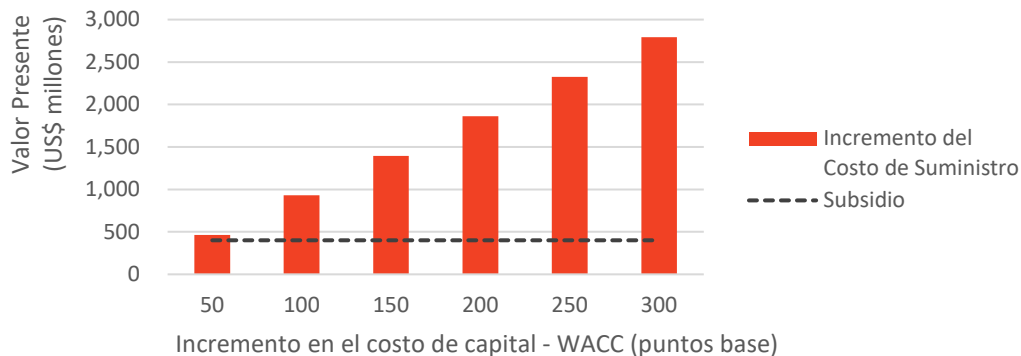
Entonces, se concluye que para una variación de 1% (100 puntos base) en el costo de capital promedio ponderado (WACC), se tendrá que los nuevos contratos de suministro que inicien suministro antes de 2030 podrían tener un incremento de 7,5 US\$/MWh en el precio de la energía. Asimismo, para nuevos contratos de suministro que inicien en el período 2030 a 2034 el efecto sería un poco menor pues el costo de las tecnologías se reduciría (según los supuestos considerados en el análisis) y alcanzaría a 6,3 US\$/MWh ante la misma en el costo de capital. Y así sucesivamente con los valores incluidos para los períodos 2035-39 y 2040-44. Por otra parte, según lo establecido en la 4.2 si el riesgo país alcanzara el nivel promedio de Latinoamérica (3% más alto que Chile ) el incremento se empinaría por sobre los 20 US\$/MWh.

## 5.2. Impacto en Usuarios

Con la información obtenida en las secciones 5.1 ( $\Delta Pe$ ) y 4.3 (Demanda Afectada) es posible concluir cuales son los impactos económicos anuales asociados a eventuales aumentos en el costo de capital para inversión en Chile, y calcular el valor presente de estos para compararlos apropiadamente con el valor del subsidio promovido por el PdL.

Como es posible apreciar en la Figura 5-2, si se considera el efecto que el PdL podría tener en las primas por riesgo para la inversión en infraestructura energética en Chile, la introducción del subsidio planteado tendría un valor negativo para los usuarios. Este perjuicio se produce por el aumento que dichas primas suponen en los precios de los futuros contratos de suministro de energía, evaluados en un horizonte de 20 años.

Figura 5-2. Incremento en el costo de suministro vs. Subsidio PdL (valor presente<sup>21</sup>)



A modo de ejemplo, si la prima por riesgo reflejada en el costo del capital destinado a las inversiones en el sector eléctrico aumentara en un 1%, durante los próximos 20 años los usuarios (libres y regulados) verían un aumento en sus cuentas futuras superior a US\$ 900 millones en valor presente, lo que representa un perjuicio neto para los usuarios por sobre los US\$ 500 millones (descontando el alivio que representaría el subsidio también en valor presente). Este

<sup>21</sup> Se ha utilizado una tasa de descuento de 6% real considerado adecuado para efectos de comparación en valor presente.

perjuicio neto podría alcanzar a US\$ 2.400 millones si el riesgo aumenta en 300 puntos base para homologarse al promedio de América Latina.

Se hace presente que el efecto podría ser más extendido en el tiempo, pero 20 años se ha estimado suficiente para ilustrar los efectos negativos de una situación como la descrita.

En el Anexo 4 se presenta el cálculo detallado por año de los impactos y el cálculo del valor presente referido en esta sección.

## 6. CONCLUSIONES

Se concluye que, de verificarse un aumento en el costo de capital para inversiones en infraestructura eléctrica en Chile, se produciría un incremento notable en el precio de la energía de futuros contratos de suministro eléctrico. Este aumento implicaría que el alivio transitorio otorgado por el subsidio del PdL para reducir el costo de las cuentas de electricidad de algunos usuarios sería sólo un espejismo con un beneficio de corto plazo significativamente menor que el mayor costo futuro que los todos usuarios enfrentarían producto del incremento de precio antes señalado. Es decir, desde una perspectiva de largo plazo, el PdL es negativo para los usuarios del servicio eléctrico en Chile.

A modo de ejemplo. Si la prima por riesgo implícita en el costo del capital destinado a las inversiones en el sector eléctrico aumentara en un 1%, durante los próximos 20 años los usuarios (libres y regulados) verían un aumento en sus cuentas futuras superior a US\$ 900 millones en valor presente, lo que representa un perjuicio neto para los usuarios por sobre los US\$ 500 millones (descontando el alivio que representaría el subsidio también en valor presente a la misma tasa). Si el castigo a las inversiones en el país fuera más severo y Chile pasara a tener el nivel de riesgo del promedio de los países latinoamericanos (3% superior), el perjuicio neto podría alcanzar a US\$ 2.400 millones en el mismo período. El análisis de impacto sobre los usuarios se presenta en la sección 5.2.

Cabe señalar que los efectos de un aumento en la percepción de riesgo podrían contaminar otros segmentos de la cadena de valor (transmisión, distribución, servicios complementarios, por ejemplo). También eventualmente podría expandirse a otros sectores económicos afectando el costo de los servicios de infraestructura (carreteras, transportes, puertos, etc.), todos los cuales requieren apoyo de inversión privada y financiamiento internacional.

Evidentemente esto conllevaría a un perjuicio enorme para el país que no ha sido contemplado en este análisis centrado únicamente en los efectos sobre el componente energía eléctrica. Tampoco se ha contemplado en este análisis escenarios en que inversionistas decidan no continuar participando en un mercado con niveles de riesgo elevados como ocurre en otros casos.

\*\*\*

## ANEXO A1. Cálculo de Precios de Energía para Contratos de Largo Plazo

Como primer paso se determina el costo medio de cada tecnología ajustado por riesgo de obsolescencia (“LCOE<sub>e\_ro</sub>”) tecnología. El Cuadro A1 - 1 contiene un ejemplo del modelo de anualidad utilizado para ello considerando los datos aplicables al período 2026-29.

Cuadro A1 - 1. Modelo de Anualidad para Cálculo de LCOE<sub>e\_ro</sub>

Item	Units	Eólica	Solar FV	BESS@5h
<b>a) Parámetros Técnicos</b>				
Capacidad Neta	MW	200	200	200
Capacidad Instalada	MWp, MW	200	220	200
Disponibilidad	%	99.0%	99.0%	97.0%
Factor de Planta	%	31.0%	35.0%	20.8%
Eficiencia (RTE ac)	%	100%	100%	87.5%
<b>a1) Energía Generable Anual</b>				
Degradación Anual	%	0.0%	0.5%	1.7%
Plazo de construcción	meses	24	12	12
Vida Útil	Años	35	35	20
<b>b) Capex</b>				
Overnight Cost (all in)	US\$/kWp, US\$/kW, US\$/kWh	1,300	600	240
Fees de financiamiento	% Deuda Inicial	2.0%	2.0%	2.0%
Costo Financiero Construcción	% Inversión	4.6%	2.3%	2.3%
Overnight Cost	US\$ millones	260	132	240
Fees de financiamiento	US\$ millones	4	2	4
Costo Financiero Construcción	US\$ millones	12	3	6
<b>c) Opex</b>				
Costo Variable	US\$/MWh	0.0	0.0	0.0
Costos Fijos	% Capex	2.5%	2.5%	2.5%
Costo Variable	US\$ millones/año	0.0	0.0	0.0
Costos Fijos	US\$ millones/año	6.5	3.3	6.0
Costo de Terrenos	US\$ millones/año	1.5	1.0	0.3
Costo de Degradación	US\$ millones/año	0.0	0.2	3.5
<b>d) Parámetros Financieros</b>				
ROA (Retorno sobre activos)	%nominal	8.00%	8.00%	8.00%
CPI (Inflación EE. UU.)	%	2.0%	2.0%	2.0%
Tasa de Impuesto	%	27.0%	27.0%	27.0%
Apalancamiento Inicial	%	75%	75%	75%
Depreciación	US\$ millones/año	7.9	4.1	15.9
<b>e) Costo Anual</b>				
AVI (anualidad de inversión)	US\$ millones/año	18.8	9.3	21.5
COMA (operación, mantenimiento y op.)	US\$ millones/año	8.0	4.5	9.8
AEIR (costo de impuestos)	US\$ millones/año	4.0	1.9	2.1
<b>f) Potencia de Suficiencia</b>				
Potencia de Suficiencia 2025-34	% Cap. Max	15%	20%	58%
Potencia de Suficiencia	MW	30.2	39.1	116.4
Precio de Potencia	US\$/kW-mes	8.8	9.5	9.5
f1) Ingreso por Potencia	US\$ millones/año	3.2	4.5	13.3
<b>g) Costo Anual Neto (e-f1)</b>				
	US\$ millones	27.6	11.3	20.1
<b>h) Factor Riesgo de Obsolescencia<sup>22</sup></b>				
	p.u.	1.09	1.18	1.14
<b>i) LCOEe (g/a1)*h</b>				
	US\$/MWh	56.0	22.0	64.6

<sup>22</sup> Moray asume que la mayoría de los proyectos nuevos serán capaces de asegurar contratos por un plazo entre 10 y 15 años, lo que implica asumir un riesgo de obsolescencia (que las tecnologías evolucionen a la baja en costos obligando a una venta a menores precios en el futuro una vez que expire el contrato inicial). Esto debería ser considerado por los agentes de alguna forma en sus precios de energía para evitar un efecto de “missing money” al utilizar simplemente una referencia tradicional de LCOE que supone una venta durante la vida útil al mismo precio. Los factores corresponden a estimaciones internas de Moray.



Como segundo paso, a partir del  $LCOE_{e\_ro}$  de cada tecnología se asume que el portafolio de los suministradores reflejará una combinación de proyectos eólicos y solares con almacenamiento BESS (híbridos o comercialmente relacionados).

Para esto es necesario estimar el  $LCOE_{e\_ro}$  conjunto para la combinación solar y almacenamiento BESS. Por simplicidad se asumirá que para cada día el suministrador cubrirá 10 horas del día al costo del  $LCOE_{e\_ro}$  de la tecnología solar (22,0 US\$/MWh) y la energía necesaria para cubrir el resto de las horas las cubrirá con el  $LCOE_{e\_ro}$  de la tecnología de almacenamiento BESS (64,6 US\$/MWh) agregando el costo de cargar la BESS al  $LCOE_{e\_ro}$  solar (incrementado por pérdidas del proceso de almacenamiento). En el caso del ejemplo, esto arroja un valor de 61,5 US\$/MWh. El  $LCOE_{e\_ro}$  para el caso eólico es obtenido directamente (56,0 US\$/MWh).

Una vez determinados estos dos valores se procede a ponderar ambos por la proporción en que ambas alternativas tecnológicas estarán presentes en el portafolio de los suministradores. Para estos efectos se ha considerado que ambas participan en la misma proporción, es decir se ha ponderado por 50% cada una<sup>23</sup> lo que resulta en un precio de energía equivalente de 58,6 US\$/MWh<sup>24</sup>.

Este proceso de cálculo se realiza para cada uno de los niveles de costo de capital incluidos en un rango de sensibilidad (revisado en la sección 4.2) y para cada uno de los niveles de Capex que estarían disponibles durante los próximos 20 años según lo indicado en la sección 4.1.

Para efectos del análisis presentado, se centrará la atención en determinar el valor de equilibrio de la componente energía, es decir, determinar cuánto debe recolectar un portafolio óptimo por concepto de energía inyectada asumiendo que en Chile además se asigna un pago de potencia (fijo) por su contribución a la suficiencia del sistema eléctrico y sin contemplar ingresos adicionales por servicios complementarios (que hoy son poco ciertos o menores). Se asumirá que las componentes de transmisión y servicios complementarios permanecen constantes<sup>25</sup>.

---

<sup>23</sup> Se estima que la proporción variará según agentes. Hay algunos que tienen una preferencia por la tecnología eólica y otros que prefieren la tecnología solar más almacenamiento, así como otros que consideran ambas dentro de su portafolio. En este sentido se estima que esta simplificación es razonable a nivel agregado y no tiene un efecto relevante para efectos del análisis incremental presentado en este documento.

<sup>24</sup> Hacemos notar que este valor no necesariamente representa la estimación que Moray tiene de los precios de contratos de largo plazo, pues corresponde específicamente a los supuestos indicados para este caso particular y contiene una serie de simplificaciones que resultan funcionales al ejercicio que se está realizando. Sin embargo, sirve a un nivel general, grueso, como referencia para efectos del análisis incremental sobre el costo de capital propuesto. Además, se trata de una referencia consistente con las referencias públicas observadas en procesos de licitación para contratos de suministro de largo plazo con inicio en el período 2025-29.

<sup>25</sup> Es probable que estos costos sí se vean afectados, pero no han sido considerados.

## ANEXO A2. Demanda Afectada – Mercado Regulado

La demanda regulada que sería afectada por aumentos de primas por riesgo que incrementen el costo del capital disponible para la inversión en el sector eléctrico en Chile se presenta en la última columna del Cuadro A2 - 1.

*Cuadro A2 - 1. Demanda Regulada Afectada (GWh/año)*

	Demanda Proyectada	Contratos Existentes	Contratos Nuevos	Demanda Afectada
2023	30,813	47,347	0	0
2024	29,962	42,391	0	0
2025	30,285	34,438	0	0
2026	30,879	33,498	0	0
2027	31,513	32,531	532	506
2028	32,124	33,146	556	530
2029	32,964	33,147	1,396	1,329
2030	33,736	33,147	2,167	2,064
2031	34,856	32,813	3,606	3,434
2032	36,138	32,194	5,477	5,216
2033	37,521	26,195	12,574	11,975
2034	38,927	21,196	18,741	17,849
2035	40,362	21,196	20,174	19,214
2036	41,797	21,197	21,609	20,580
2037	43,350	19,998	24,305	23,147
2038	44,974	19,998	25,928	24,694
2039	46,603	19,998	27,557	26,245
2040	48,247	19,998	29,201	27,810
2041	49,865	13,062	37,425	35,643
2042	51,471	5,135	46,580	44,362
2043	53,178	5,136	48,287	45,988

La proyección considera la demanda proyectada y los contratos existentes según lo indicado en el Informe Preliminar de Licitaciones 2024. Se descontaron 680 GWh/año a partir de 2024 correspondientes a los contratos adjudicados a Cox Energía y FRV Verano Tres, pues han solicitado la terminación a la CNE. La demanda Afectada se ha estimado como la diferencia entre la Demanda Proyectada y los Contratos Existentes considerando que deben licitarse nuevos contratos para mantener un margen de holgura de 5% (mínimo requerido por la normativa).

### ANEXO A3. Demanda Afectada – Mercado Libre

La demanda libre que sería afectada por aumentos de primas por riesgo que incrementen el costo del capital disponible para la inversión en el sector eléctrico en Chile se presenta en la última columna del Cuadro A3 - 1.

*Cuadro A3 - 1. Demanda Libre Afectada (GWh/año)*

	Demanda Proyectada	Contratos Existentes	Contratos Nuevos	Demanda Afectada
2023	47,140	57,887	0	0
2024	48,820	59,323	0	0
2025	50,352	54,288	0	0
2026	51,772	49,301	4,819	4,589
2027	51,815	45,675	8,315	7,919
2028	53,615	39,748	15,760	15,009
2029	55,561	36,836	20,479	19,504
2030	60,222	33,195	28,608	27,246
2031	61,907	27,495	35,721	34,020
2032	65,530	22,330	44,263	42,155
2033	66,662	20,913	46,745	44,519
2034	67,292	19,229	48,979	46,647
2035	69,274	17,973	52,157	49,673
2036	71,222	13,821	58,059	55,295
2037	72,375	11,894	61,048	58,141
2038	73,195	11,710	62,043	59,088
2039	74,432	10,856	64,093	61,041
2040	76,121	9,232	67,329	64,123
2041	77,848	4,208	73,841	70,324
2042	79,615	3,909	75,892	72,278
2043	81,421	1,420	80,070	76,257
2044	83,269	1000	82,317	78,397

La proyección considera la demanda (para el mercado libre) proyectada por la CNE en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de Julio de 2024. Los Contratos Existentes corresponden a los volúmenes registrados por el Coordinador del SEN (incluyendo algunos ajustes en base a inteligencia de mercado de Moray). La demanda Afectada se ha estimado como la diferencia entre la demanda proyectada y los contratos existentes considerando un margen de holgura de 5% (los usuarios libres y regulados normalmente mantienen márgenes de seguridad). En 2024 y 2025 no se esperan efectos pues la totalidad de la demanda estaría contratada previamente según la información disponible.

## ANEXO A4. Aumento en el Costo de Suministro

El Cuadro A3 - 1 muestra sobrecosto que los usuarios deberían asumir por mayores precios de futuros contratos de largo plazo a usuarios finales causados por incrementos en el costo de capital asociados a aumentos en riesgo introducido al PdL. El cuadro presenta la evolución de la demanda afectada y los resultantes incrementos del costo de suministro en millones de dólares para un rango de incremento en la tasa del costo de capital (WACC) que va desde 0,5% hasta 3%, para los próximos 20 años. La valoración considera el costo unitario promedio incluido en el Cuadro 5-1 de este documento. Se incluye también el flujo asociado al subsidio del PdL. El sobrecosto y el subsidio se comparan en valor presente (a Oct-2024).

*Cuadro A4 - 1. Sobrecosto de Suministro Generador por Incrementos del Costo de Capital (US\$ millones)*

Año	Demanda Afectada		Nivel de incremento del Costo de Capital (WACC)						Subsidio PdL (US\$ mm)
	Acumulado (GWh/año)	Anual (GWh/año)	$\Delta=0,5\%$ (US\$ mm)	$\Delta=1,0\%$ (US\$ mm)	$\Delta=1,5\%$ (US\$ mm)	$\Delta=2,0\%$ (US\$ mm)	$\Delta=2,5\%$ (US\$ mm)	$\Delta=3,0\%$ (US\$ mm)	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	150
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	150
2027	1,029	1,029	4	8	12	15	19	23	150
2028	1,237	208	5	9	14	18	23	28	0
2029	2,173	936	8	16	24	32	41	49	0
2030	2,917	744	10	21	31	42	52	63	0
2031	4,375	1,458	15	30	45	60	75	90	0
2032	6,096	1,721	20	41	61	82	102	123	0
2033	12,823	6,728	42	83	125	166	208	249	0
2034	18,594	5,770	60	119	179	239	299	358	0
2035	19,777	1,183	63	126	189	252	315	378	0
2036	20,924	1,147	66	132	199	265	331	397	0
2037	23,272	2,348	73	146	218	291	364	437	0
2038	24,538	1,266	76	153	229	305	382	458	0
2039	25,669	1,131	79	159	238	318	397	477	0
2040	26,778	1,109	82	165	247	329	412	494	0
2041	34,173	7,395	101	203	304	406	507	609	0
2042	42,569	8,396	123	246	370	493	616	739	0
2043	43,849	1,280	126	253	379	506	632	759	0
2044	47,146	3,297	135	270	405	540	675	810	0
VP@6%			472	944	1,417	1,889	2,361	2,833	407