



QUIROZ &
ASOCIADOS

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO DEL CARGO FET EN LOS PMGD

Informe económico financiero

Octubre 2024

Informe preparado por Quiroz & Asociados para la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores GPM AG. Las opiniones vertidas aquí son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Jorge Quiroz:

jquiroz@quirozasociados.cl

Felipe Givovich:

fgivovich@quirozasociados.cl

Fernando Araya:

faraya@quirozasociados.cl

Matías Rojas:

mrojas@quirozasociados.cl

CONTENIDOS

1. ANTECEDENTES	4
2. LOS DATOS	6
2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PMGD EN CHILE.....	6
2.2 CARACTERIZACIÓN DE LA MUESTRA DE PMGD DEL ESTUDIO	8
3. METODOLOGÍA.....	11
4. RESULTADOS.....	14
4.1 IMPACTOS CON CARGO FET ORIGINAL	14
4.2 IMPACTOS CON CARGO FET MODIFICADO.....	17
5. EFECTOS GENERALES DE CAMBIOS REGULATORIOS	21
5.1 DESINCENTIVOS A LA INVERSIÓN.....	21
5.2 LITIGIOS INTERNACIONALES	24
6. CONCLUSIONES.....	27

1. ANTECEDENTES

El 26 de agosto de 2024 el Ministerio de Energía ingresó al Congreso un Proyecto de Ley para subsidiar el consumo eléctrico de 4,7 millones de hogares. El costo del subsidio fue estimado por el Ministerio en US\$ 350 millones anuales durante el periodo 2025-2027, el que se propone sea financiado con recursos obtenidos del sector eléctrico, lógica que el gobierno ha denominado de “autocontención”.¹ De acuerdo a la fórmula de financiamiento propuesta por el Proyecto de Ley, parte importante de los recursos provendrían de un nuevo cargo a los retiros de energía que se denomina “Cargo FET”.

El Cargo FET, equivalente a \$1,8 por kWh - reajutable semestralmente conforme la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) - sería aplicado a todos los retiros que realicen las empresas generadoras desde el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El monto pagado por este ítem, a su turno, sería considerado una retención imputable al pago que efectúen las empresas generadoras por concepto de “compensación por precio estabilizado”. Este concepto financia la diferencia entre el precio estabilizado y la valorización de las inyecciones que realizan los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) acogidas a este régimen de precios según lo establecido en el DS 88/2019.

En consecuencia, el financiamiento del subsidio por concepto de Cargo FET provendría directamente de un recorte a las compensaciones percibidas por los PMGD. En los últimos días, el Gobierno anunció que se morigerará la propuesta inicial de \$1,8 por kWh por concepto de Cargo FET, proponiéndose un cargo de \$1 por kWh en 2025, \$0,8 en 2026 y \$0,6 en 2027. A la fecha de la elaboración de este informe, esta modificación al Cargo FET informada por la prensa no se ha materializado en una indicación al Proyecto de Ley que se tramita en el Parlamento.

¹ Ver, por ejemplo, el artículo “Gobierno pide esfuerzo a generadoras para extender subsidios eléctricos” publicado en El Mercurio el 1 de agosto de 2024.

Desde que se presentó el Proyecto de Ley, múltiples actores de la sociedad civil y empresarial han cuestionado la racionalidad jurídica y económica de la propuesta del ejecutivo. Las propias empresas perjudicadas con esta medida han sostenido que la aplicación del Cargo FET compromete la viabilidad financiera de sus proyectos, y los bancos y fondos de inversión que los financian han sostenido que la iniciativa podría significar un desincentivo relevante a la inversión en Chile. No obstante, a la fecha, no se ha presentado ningún estudio que cuantifique el impacto que tendría la aplicación del Cargo FET, ni en su versión original ni en la modificada, en los PMGD. El presente informe se hace cargo precisamente de aquello.

Para ello, los autores contaron con información financiera, de carácter confidencial, entregada por un conjunto de empresas miembro de la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores, GPM AG. Dicha información fue complementada con datos públicos referidos a las inyecciones de energía que realizan estas empresas, al precio estabilizado al que la inyectan y a las compensaciones que reciben. Las empresas de las que se dispuso información representan, de manera agregada, el 61% de la capacidad solar instalada de PMGD en el país.

El informe se organiza como sigue. La Sección 2 caracteriza la muestra analizada y da cuenta de su relevancia y representatividad con respecto a todos los PMGD que participan en el sistema. La Sección 3, en tanto, presenta la metodología utilizada para estimar el impacto financiero en las compañías de aplicarse el Cargo PMGD, ya sea en su versión original o modificada, mientras que la Sección 4 presenta los resultados del análisis que indican que todas las empresas verían comprometida sus operaciones de aprobarse el proyecto en comento. Teniendo en consideración los resultados anteriores, la Sección 5 da cuenta de los impactos generales asociados a la modificación propuesta en términos de acceso al mercado de capitales. Como se expone en este apartado, la aprobación del proyecto del Ejecutivo podría desincentivar la inversión en el país y conducir a litigios internacionales. Finalmente, la Sección 6 resume las conclusiones del estudio.

2. LOS DATOS

2.1 Descripción de los PMGD en Chile

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) corresponden a centrales generadoras de hasta nueve mega watts (MW) de potencia. La regulación de los PMGD fue creada con la publicación del Decreto Supremo 244 de 2005, cuyo objetivo era facilitar el ingreso de centrales de menor tamaño al SEN, incrementando la competencia en el mercado de generación y la generación con energías limpias cerca de los puntos de mayor demanda. Para ello, dicho decreto estableció la posibilidad de que los PMGD pudieran vender su energía a un precio estabilizado constante para todo horario, el precio nudo de corto plazo que se aproximaba al precio promedio de mercado.²

Así, bajo este esquema regulatorio, se generó un flujo de inversión en el sector eléctrico que no se hubiese generado en ausencia de precios estabilizados. La razón de ello es simple: la inversión en centrales solares tiene costos de escala decreciente, por lo que la decisión de invertir en instalaciones de pequeña escala, de un máximo de 9 MW, se explica únicamente por el esquema promovido por la autoridad.

En 2020, el Decreto Supremo 88 de 2019 cambió el precio estabilizado constante por un precio estabilizado por bloque horario para las nuevas PMGD que entraran al mercado. No obstante, con el fin de preservar las condiciones bajo las que se había ejecutado la inversión en PMGD hasta la fecha, el nuevo decreto incluyó un artículo transitorio que garantizaba la invariabilidad en el precio estabilizado por un periodo de 14 años para los PMGD que estuvieran operando o se encontraran en proceso de construcción. A la fecha, el 79% de los PMGD valoriza sus retiros

² Las PMGD se crearon en 2005 con el DS 244/2005, estableciendo la posibilidad de que vendan su energía a costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado constante, el precio nudo de corto plazo, independiente del bloque horario. La diferencia entre el costo marginal y el precio estabilizado es pagada/recibida por todas las generadoras del sistema a prorrata de sus retiros.

a precio estabilizado, el 25% lo hace a costo marginal y sólo el 1% al precio estabilizado por bloque.

En Chile existen 2.986 MW de capacidad instalada de PMGD, los que representan el 9% de la capacidad total instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tal y como se muestra en la Tabla 1. De la capacidad instalada en PMGD la tecnología más relevante es la solar, con 2.461 MW que representan el 82% del total instalado, seguida por los PMGD térmicos y los de tecnología minihidráulica de pasada, los que explican el 9% y 6% del parque instalado, respectivamente.

Tabla 1: Capacidad instalada por tecnología (MW), 2024

Tecnología	PMGD	SEN	% PMGD sobre total PMGD	% PMGD sobre SEN
Solar	2.461	9.879	82%	25%
Térmicas	272	11.485	9%	2%
Minihidráulica de Pasada	165	559	6%	30%
Eólica	53	4.631	2%	1%
Biogás	24	60	1%	40%
Otras Renovables	10	478	0%	2%
Hidráulica	1	6.762	0%	0%
Total	2.986	33.854	100%	9%

Fuente: elaboración propia con datos de la CNE.

La Tabla 2 en tanto, desglosa las compensaciones pagadas a los PMGD en 2023 y 2024 según tecnología. En la misma destaca que prácticamente la totalidad del desembolso se realizó para nivelar los ingresos de los PMGD solares, los que recibieron el 101% de las compensaciones pagadas en 2023 y el 99% en 2024, mientras que las compensaciones a las demás tecnologías fueron de carácter marginal.³ En la misma tabla destaca que la compensación por kWh fue también más importante para las PMGD solares que para los PMGD con otras tecnologías. Se deduce por tanto que reducciones en las compensaciones como las propuestas con el Cargo FET afectarán principalmente a los PMGD solares. En lo que sigue de este informe, el análisis se circunscribirá únicamente a los PMGD de esta tecnología.

³ Aquellas PMGD que inyectan a un precio marginal superior al precio estabilizado reciben "compensaciones negativas".

Tabla 2: Compensaciones totales recibidas por los PMGD por tecnología, (MM\$) 2023-2024*

Tecnología	Millones de \$		\$ por kWh	
	2023	2024	2023	2024
Solar	191.076	152.291	48	52
Biogás	-1	8	-5	33
Otras Renovables	524	135	15	9
Eólica	-826	1.140	-8	18
Minihidráulica de Pasada	-1.212	531	-4	4
Total	189.560	154.105	43	49

Fuente: Elaboración propia a partir de información reportada por el Coordinador eléctrico.

* Los datos de 2024 corresponden al periodo enero-agosto.

2.2 Caracterización de la muestra de PMGD del estudio

Para la confección de este informe, los autores contaron con información de ocho compañías que, en su conjunto, tienen a su haber 180 PMGD solares. Como se muestra en la Tabla 3, los 180 PMGD analizadas en este estudio representan el 34% de PMGD FV actualmente operativas en el país. Esta participación, sin embargo, se eleva al 61% cuando se mide a partir de la capacidad instalada, en MW. Se observa además que los PMGD analizados recibieron el 35% del total de compensaciones repartidas el año 2023 y el 36% del año 2024. Se concluye por tanto que la muestra obtenida para este estudio es relevante y que las conclusiones que de éste emanen presumiblemente pueden ser extendidas al resto de los PMGD solares del sistema.

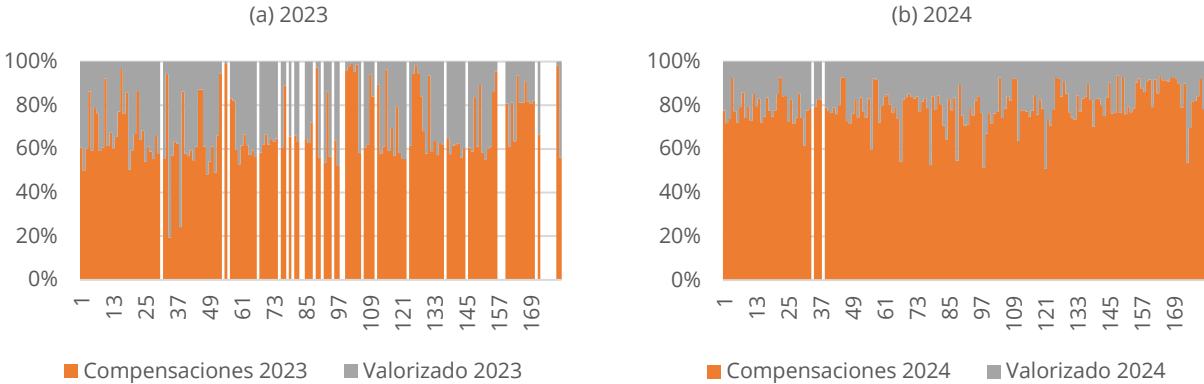
Tabla 3: Caracterización de la muestra sobre el total de PMGD solares

	Muestra estudio	Total	% Muestra
Número PMGD	180	537	34%
Capacidad instalada	1.492	2.461	61%
Compensaciones 2023	66.127	191.076	35%
Compensaciones 2024	55.179	152.291	36%

Fuente: elaboración propia a partir de información reportada por el Coordinador Eléctrico, la CNE y las empresas.

La Figura 1 muestra la composición de los ingresos percibidos por los PMGD analizados durante el periodo enero 2023 – agosto 2024. En el gráfico se observa que la participación de las compensaciones en el ingreso de los PMGD fluctuó entre 19% y 99% en 2023 y entre 51% y 94% en 2024, dependiendo de la central. Asimismo, se observa que el promedio de los ingresos por concepto de compensaciones se incrementó de 70% en 2023 a 83% en 2024.

Figura 1: Composición de los ingresos de los PMGD analizados, 2023-2024*



Fuente: elaboración propia a partir de información reportada por el Coordinador Eléctrico, la CNE y las empresas.

* Los datos de 2024 corresponden al periodo enero-agosto.

La Tabla 4, en tanto, resume la información financiera reportada por los PMGD para la realización de este estudio. Dicha información comprendió Estados Financieros (EEFF) auditados del año 2023, condiciones de la deuda y los RUT de los PMGD pertenecientes a cada empresa. Esto último permitió hacer el cruce de datos con información pública reportada por la CNE y el Coordinador. Como se observa en la tabla, el EBITDA sobre ingresos de las compañías de las compañías fluctuó entre 5% y 92%, con una media de 64%. Los gastos de administración y venta como proporción de los ingresos totales de los PMGD, en tanto, promediaron 21% de los ingresos con un mínimo de 3% y un máximo de 34%.



En lo que respecta a la estructura de financiamiento de las empresas, se observa un alto nivel de apalancamiento, con una ratio de deuda sobre activos que promedió 71%. Destaca, sin embargo, que la tasa nominal del 7,7% a la que se endeudaron en promedio las empresas es moderada, presumiblemente por la estabilidad del negocio que se encuentra garantizado por un Decreto Supremo vigente. La duración de los créditos, en tanto, difiere entre empresas, con algunas debiendo saldar la totalidad de lo que deben en 2025 mientras que otras tienen plazo hasta el año 2047 para pagar todo lo adeudado. Sin perjuicio de lo anterior, todos los créditos analizados tienen convenants asociados a una ratio de cobertura de gastos financieros el que, en general, no puede bajar de 1,2. En caso de no cumplirse esta condición, los contratos contemplan distintos castigos que van desde un incremento en la tasa de la deuda hasta el pago inmediato del valor total del crédito insoluto. Como se observa en la tabla, la ratio de cobertura de buena parte de las empresas se encontró por debajo del guarismo señalado. Finalmente, cabe destacar que entre los financistas de los PMGD destacan Blackstone, Denham Capital, EDC, HSBC, John Hancock, Manulife y Metlife.

Tabla 4: Descripción financiera de los PMGD analizados

	Min	Media	Max
EBITDA/Ingresos	5%	64%	92%
GAV/Ingresos	3%	21%	34%
Deuda/Activos	48%	71%	94%
Tasa promedio deuda	4,4%	7,7%	12,1%
Año de vencimiento de la deuda	2025	2034	2047
Ratio de cobertura de la deuda	0,1	0,5	1,6
Covenants		Sí	
Tenedores de deuda	Blackstone, Denham Capital, EDC, HSBC, John Hancock - Manulife, Manulife y Metlife.		

Fuente: elaboración propia a partir de los EEFF de las empresas.

Media ponderada por capacidad instalada (MW).

3. METODOLOGÍA

En esta sección se describe la metodología utilizada para estimar el impacto financiero en los PMGD analizados, en el caso de aprobarse el Cargo FET propuesto por el Ejecutivo. Se evaluaron dos escenarios: la versión original del Cargo FET (i.e. \$1,8 por kWh reajutable semestralmente de acuerdo con la variación del IPC) y la versión modificada, que, al momento de la elaboración de este informe, solo ha sido divulgada en medios, pero no presentada formalmente como indicación al proyecto (i.e. \$1 por kWh en 2025, \$0,8 en 2026 y \$0,6 en 2027).

Para ello se procedió de la siguiente manera:

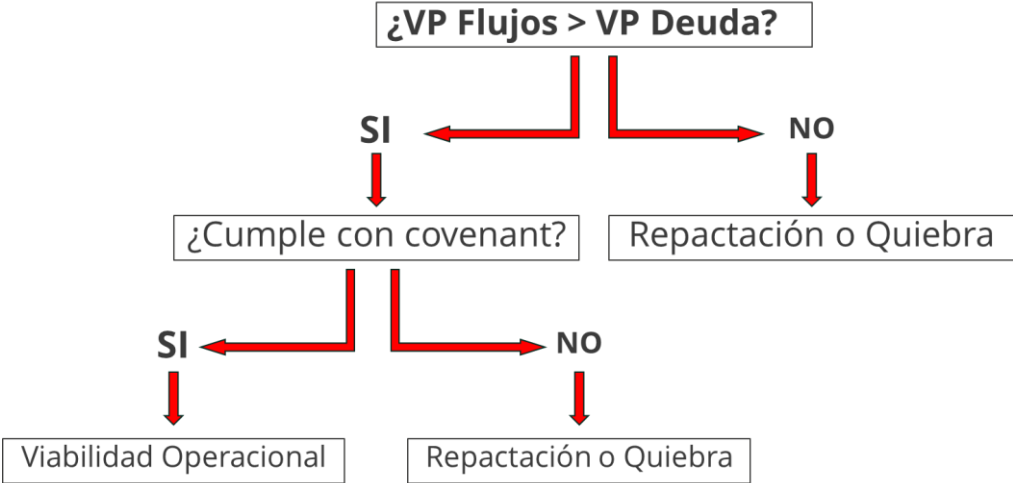
1. **Proyección de energía para 2024:** Para cada PMGD analizado, se proyectó la energía total a generar en 2024 (en kWh). En base al precio nudo vigente al que los PMGD venden su energía (precio estabilizado), se estimaron los ingresos totales para los meses restantes de 2024 (septiembre-diciembre), diferenciando entre los componentes de inyección valorizada y compensación.
2. **Proyección para el periodo 2025-2034:** Se asumió que el precio nudo vigente para los PMGD se mantendría constante a lo largo del periodo proyectado (2025-2034), hasta el vencimiento del artículo transitorio del DS 88/2019, es decir, hasta el año 2034. Asimismo, se consideró que la cantidad de energía generada anualmente por cada central permanecería constante respecto a la generación del año 2024.
3. **Cálculo del descuento en el precio nudo debido al Cargo FET:** Se estimó el descuento en el precio nudo asociado a la implementación del Cargo FET en cualquiera de sus versiones ("Cargo PMGD"). Para la versión original, se asumió que el Cargo FET aumentaría un 3% anual, según la inflación proyectada por el Banco Central para los años 2026 y 2027. En el caso de la propuesta modificada, se utilizaron los valores anuales específicos de cada año. Además, se supuso que los retiros del SEN crecerían a una tasa anual del 2% durante el periodo. Con todos esos elementos, se calculó el descuento a las compensaciones de los PMGD utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Cargo PMGD} = \frac{\text{Cargo FET} * \text{Generación Anual SEN}}{\text{Generación PMGD}}$$

4. **Cálculo del flujo operacional de los PMGD:** Los ingresos para el periodo 2025-2034 se proyectaron en función del precio estabilizado y la generación del año 2024. Para los años 2025-2027, se aplicaron los descuentos en las compensaciones asociados al Cargo PMGD. Los gastos de administración y ventas, en tanto, se mantuvieron constantes, tomando como referencia los valores reportados en los EEFF de las empresas para el año 2023.
5. **Cálculo del flujo de pago de deuda:** Se calculó el flujo de pago de deuda anual en función de las condiciones de los créditos asociados a cada empresa, considerando el plazo y la tasa de interés.
6. **Estimación de viabilidad operacional de los PMGD:** Finalmente, se calculó el valor presente (VP) de los flujos de ingresos netos (ingresos menos gastos de administración y ventas) y de los pagos de la deuda, utilizando la tasa de financiamiento de cada empresa como factor de descuento. En función de los resultados obtenidos, se procedió de la siguiente manera:
 - Si el VP de los flujos es inferior al VP de la deuda, la empresa debe repactar la deuda con sus accionistas o quebrar.
 - Si el VP de los flujos es superior al VP de la deuda, se procede a evaluar si la empresa cumple o no con lo estipulado en los covenants de su deuda. Si cumple lo indicado, se concluye que la viabilidad operacional de la empresa está garantizada, si no lo cumple, la deuda debe ser repactada o la empresa quiebra.

La Figura 2 resume lo anterior.

Figura 2: Estimación de viabilidad operacional de los PMGD



Fuente: elaboración propia.

4. RESULTADOS

4.1 Impactos con Cargo FET Original

La Tabla 5 muestra la estimación del impacto tarifario que tendría la aprobación del Cargo FET en su versión original. En su primer año de aplicación, el Cargo FET de \$1,8 por kWh implicaría una reducción de la compensación sobre el precio estabilizado – denominada Cargo PMGD – de \$33 por kWh. Como referencia, la compensación promedio recibida por todos los PMGD del sistema entre enero y agosto de 2024 fue de \$42,9 por kWh, lo que representa una disminución del 77% debido al Cargo PMGD. En 2026, el Cargo FET de \$1,85 se traduciría en una reducción de \$34,6, mientras que en 2027, el Cargo FET de \$1,91 generaría un Cargo PMGD de \$36,4.

Tabla 5: Impacto tarifario del Cargo FET, Proyecto Original

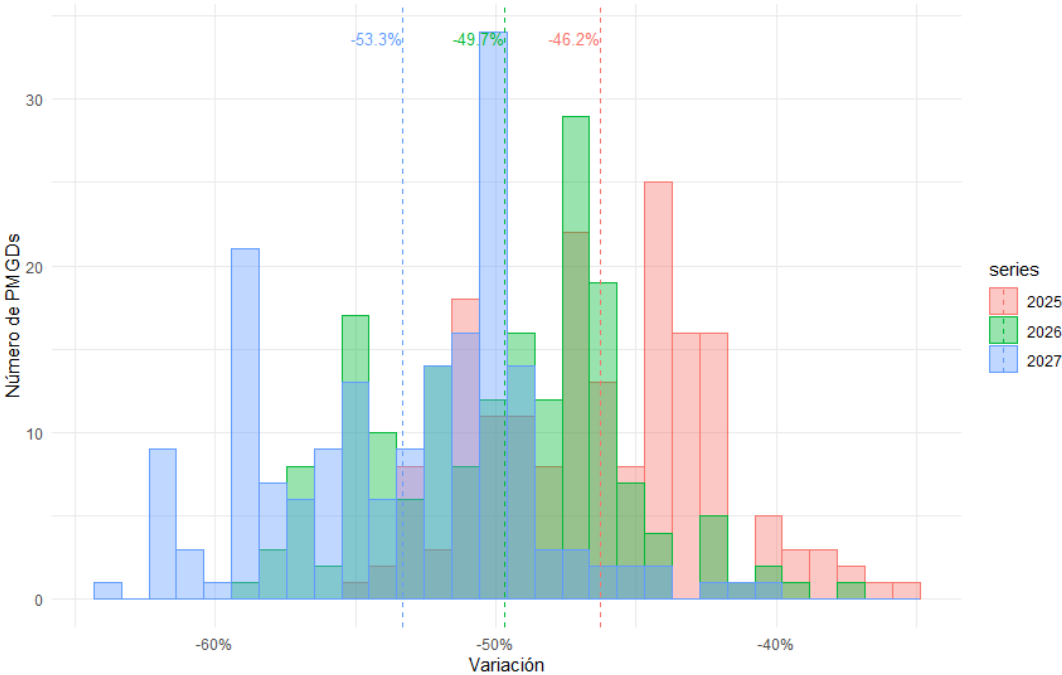
	Item	Unidad	2025	2026	2027
(1)	Cargo FET	\$/kWh	1,80	1,85	1,91
(2)	Retiros (p)	GWh-anales	80.403	82.011	83.651
(3)	Generación actual PMGD	GWh-anales	4.390	4.390	4.390
(4)=(1)*(2)/(3)	Cargo PMGD	\$/kWh	33,0	34,6	36,4

Fuente: elaboración propia a partir de información de la CNE, el Coordinador Eléctrico y el Proyecto de Ley presentado por el Ministerio de Energía. (p) proyectados. Nota: El cargo FET se cobraría en base a los retiros anuales que realizan las generadoras. Luego, este monto se descontaría de la compensación que reciben las PMGD por el concepto de precio estabilizado. Así, el cargo FET equivalente para las PMGD (Cargo PMGD) corresponde al cargo FET original multiplicado por los retiros dividido por la generación anual de las PMGD.

La Figura 3 muestra la distribución proyectada del impacto del Cargo FET en las compensaciones anuales para los 180 PMGD estudiados durante el periodo 2025-2027. En promedio, se estima que los ingresos por compensaciones disminuirían un 46% en 2025, con reducciones por unidad energética que oscilan entre el 35% y el 55% en comparación con 2024. Cabe destacar que esta simulación asume que el descuento en la compensación por precio nivelado se aplicará de manera proporcional a la energía retirada. Además, es importante señalar que la caída en el ingreso promedio por compensación podría estar subestimada, ya que la muestra incluye algunas centrales que comenzaron a operar en el segundo trimestre de 2024, y la comparación

se realiza a nivel de ingresos totales anuales por compensación. Para 2026, con un Cargo FET de \$34,6 por kWh, los ingresos por compensación caerían en promedio un 50%, mientras que en 2027, con un Cargo FET de \$36,4 por kWh, la reducción sería del 53% respecto a las compensaciones recibidas en 2024.

Figura 3: Distribución de las compensaciones proyectadas para los PMGD con respecto a 2024, 2025-2027



Fuente: elaboración propia.

La Tabla 6 presenta el valor presente de los flujos operacionales y de la deuda simulada para los PMGD analizados. Todos los valores reportados han sido normalizados con respecto al valor presente de los ingresos descontados durante el periodo. Como se observa, en promedio, el valor presente de la deuda supera en un 41% al de los flujos operacionales, lo que sugiere el impacto potencial que tendría la aplicación del Cargo FET en la industria. Sin embargo, la tabla muestra una considerable dispersión en esta métrica: mientras que algunas empresas



presentan flujos operacionales descontados que duplican el valor de su deuda, en otros casos, el valor presente de la deuda sextuplica los flujos operacionales.

Tabla 6: Flujos y Deuda descontados de los PMGD para el periodo 2025-2034

	Min	Media	Max
VP Flujos	100	100	100
VP Deuda	43	141	585
VP Flujos - VP Deuda	57	-41	-485

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la Tabla 7 resume el impacto de la aplicación del Cargo FET en su versión original, siguiendo el diagrama de flujo presentado en la Figura 2. Se observa que, en 117 de los 180 PMGD analizados (65%), el valor presente de los flujos operacionales no es suficiente para cubrir la deuda, por lo que los proyectos pasarían a tener TIR negativa. En otras palabras, el 65% de los PMGD no será capaz de cumplir con sus obligaciones ya que el valor presente de los flujos es inferior al de la deuda. En todos estos casos, el accionista pierde todo su patrimonio invertido y el financista deberá acceder a un recorte sustancial de la deuda cuando ello sea posible ya que, por distintas causas (fallas en consideración o reglamento de los fondos aportantes) ello no siempre es posible. Esto comprometería la operación de 958 MW de los 1.492 MW evaluados. Además, entre las 63 centrales restantes, ninguna cumple con los requisitos establecidos en sus covenants de deuda, lo que también las llevaría a un proceso de renegociación.

En conclusión, si se implementa el Cargo FET en su versión original:

- 1- Todos los PMGD analizados en este estudio se verían obligados a renegociar su deuda para evitar la quiebra.
- 2- El 65% de los PMGDs perdería todo el patrimonio y los financistas tendrían que acceder a un recorte de la deuda, cuando ello sea posible, para que las compañías puedan seguir operando.



- 3- El 35% restante de los PMGD tendría que reestructurar la deuda por violación de los covenants. Esto implicaría modificaciones en las condiciones vigentes de endeudamiento, lo que se traduciría en una pérdida parcial o total de patrimonio.

Tabla 7: Resumen del impacto de la aplicación del Cargo FET Original

		N° PMGD	MW
¿VP Flujos > VP Deuda?	Sí	63	534
	No	117	958
	Total	180	1.492
VP Flujos > VP Deuda: ¿Cumple covenant?	Sí	0	-
	No	63	534
	Total	63	534
PMGD que repactan deuda o quiebran		180	1.492

Fuente: elaboración propia.

4.2 Impactos con Cargo FET Modificado

La Tabla 8 presenta la estimación del impacto tarifario de la aprobación del Cargo FET en su versión modificada. En su primer año de aplicación, un Cargo FET de \$1 por kWh se traduciría en un Cargo PMGD de \$18,3 por kWh, lo que representa una reducción del 43% respecto a la compensación promedio recibida por todos los PMGD del sistema entre enero y agosto de 2024. En 2026, un Cargo FET de \$0,8 implicaría una disminución de \$14,9 por kWh, mientras que en 2027, un Cargo FET de \$0,6 correspondería a un Cargo PMGD de \$11,4 por kWh.

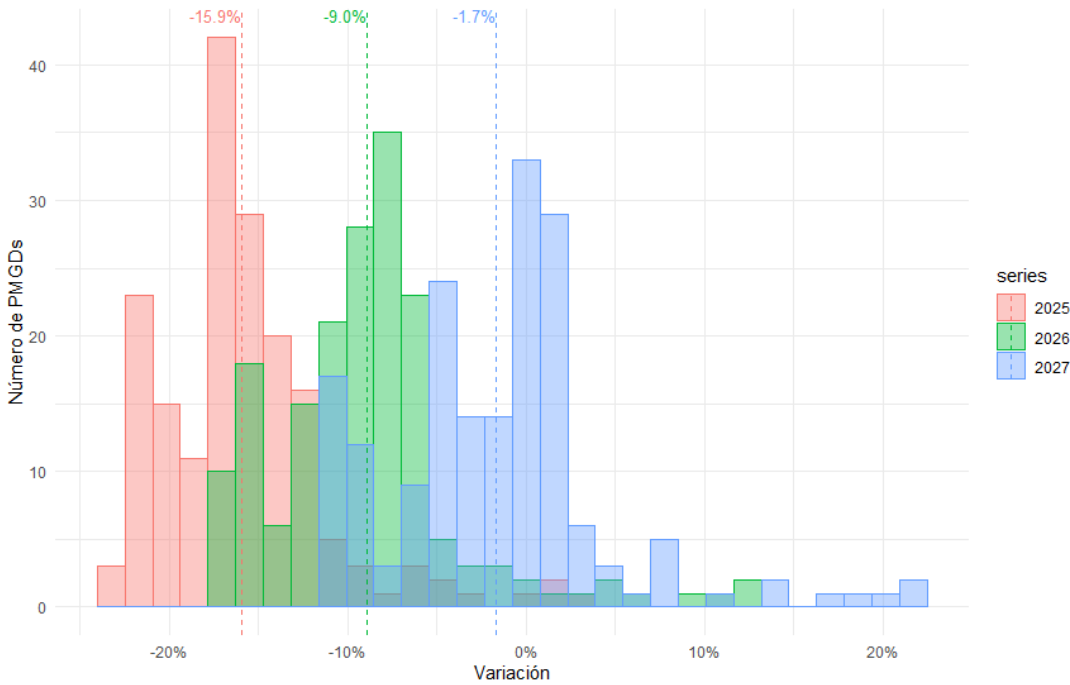
Tabla 8: Impacto tarifario del Cargo FET, Proyecto Modificado

	Item	Unidad	2025	2026	2027
(1)	Cargo FET	\$/kWh	1,00	0,80	0,60
(2)	Retiros (p)	GWh-anales	80.403	82.011	83.651
(3)	Generación actual PMGD	GWh-anales	4.390	4.390	4.390
(4)=(1)*(2)/(3)	Cargo PMGD	\$/kWh	18,3	14,9	11,4

Fuente: elaboración propia a partir de información de la CNE, el Coordinador Eléctrico y el Proyecto de Ley presentado por el Ministerio de Energía.

La Figura 4 ilustra la proyección del impacto del Cargo FET en las compensaciones anuales de los 180 PMGD analizados para el periodo 2025-2027. Se prevé que, en promedio, los ingresos por compensaciones se reducirían en un 16% durante 2025, para luego disminuir 9% en 2026 y 2% en 2027, a medida que el Cargo FET vaya decreciendo.

Figura 4: Distribución de las compensaciones proyectadas para los PMGD con respecto a 2024, 2025-2027



Fuente: elaboración propia.

La Tabla 9 muestra el valor presente de los flujos operacionales y de la deuda simulada para los PMGD analizados. Al igual que en la Tabla 6, todos los valores han sido normalizados en función del valor presente de los ingresos descontados a lo largo del periodo. En promedio, el valor presente de la deuda supera en un 18% al de los flujos operacionales. Aunque esta cifra representa una reducción considerable respecto al 41% estimado bajo la aplicación del Cargo FET original, sigue dejando a una parte significativa de las empresas en una situación de insolvencia.



Tabla 9: Flujos y Deuda descontados de los PMGD para el periodo 2025-2034

	Min	Media	Max
VP Flujos	100	100	100
VP Deuda	36	118	483
dVP Flujos - VP Deuda	64	-18	-383

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la Tabla 10 resume el impacto de la aplicación del Cargo FET en su versión modificado, en consonancia con el diagrama de flujo presentado en la Figura 2. Se aprecia que bajo esta versión del Cargo FET, 64 de los 180 PMGD analizados (36%) tienen TIR negativa, no siendo capaces de cumplir con sus obligaciones de deuda. En todos estos casos, la empresa pierde todo su patrimonio invertido y la continuidad operacional de la firma depende de la voluntad de los acreedores de acceder a un recorte de deuda. De los 116 PMGD restantes, ninguna cumple con los requisitos establecidos en sus covenants de deuda, lo que también las llevaría a un proceso de renegociación que reduciría parcial o totalmente el patrimonio de los accionistas.

Se concluye por tanto que, si se implementa el Cargo FET en su versión modificada:

- 1- Todos los PMGD analizados se verían obligados a renegociar su deuda para evitar la quiebra, igual que en la propuesta de Cargo FET original.
- 2- El 36% de los PMGD perdería todo el patrimonio al aprobarse esta versión de la propuesta, cifra inferior al 65% estimado en el escenario en que se aprueba el Cargo FET original.
- 3- El 64% restante de los PMGD se vería obligado a reestructurar su deuda por violación de covenants, lo que se traduciría en una pérdida parcial o total del patrimonio de los accionistas.

Tabla 10: Resumen del impacto de la aplicación del Cargo FET Modificado

		N° PMGD	MW
¿VP Flujos > VP Deuda?	Sí	116	833
	No	64	659
	Total	180	1.492
VP Flujos > VP Deuda: ¿Cumple covenant?	Sí	0	-
	No	116	833
	Total	116	833
PMGD que repactan deuda o quiebran		180	1.492

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la Tabla 11 desagrega por región los PMGD analizados que no tendrían viabilidad financiera en caso de aprobarse el proyecto de Ley. Como se observa en la tabla, las regiones con el mayor número de PMGD que entrarían en insolvencia financiera son la Metropolitana (16), la de Coquimbo (14) y la de Valparaíso (10).

Tabla 11: Proyectos con flujos negativos por región

	N Proyectos con Flujo negativo	Total proyectos muestra	%
Metropolitana de Santiago	16	30	53%
De Valparaíso	10	38	26%
Del Biobío	5	6	83%
De Coquimbo	14	20	70%
Del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	9	32	28%
Del Maule	4	35	11%
De Ñuble	1	9	11%
De Atacama	3	7	43%
de Antofagasta	2	2	100%
De Tarapacá	0	1	0%
Total	64	180	36%

Fuente: elaboración propia.

5. EFECTOS GENERALES DE CAMBIOS REGULATORIOS

La sección anterior evidenció que la implementación del Cargo FET propuesto por el Gobierno, en cualquiera de sus versiones, afectaría la viabilidad operacional de los PMGD. Ahora, profundizaremos en dos efectos clave que este cambio abrupto en las reglas del juego podría generar:

- 1) Desincentivos a la inversión
- 2) Litigios internacionales

5.1 Desincentivos a la inversión

La incertidumbre regulatoria puede tener un impacto negativo significativo en las decisiones de inversión. Ello es especialmente relevante en mercados altamente regulados, como el mercado eléctrico, en el que la rentabilidad de los proyectos puede verse gravemente afectada por cambios en las normativas que rigen su operación.

Un estudio relevante en esta materia es el de Gulen e Ion (2016), que examina la relación entre la incertidumbre regulatoria y la inversión corporativa.^{4,5} Utilizando un índice que mide la incertidumbre política, tributaria y fiscal-monetaria, los autores encontraron una relación negativa y persistente entre incertidumbre regulatoria e inversión. Específicamente, Gulen e Ion concluyeron que un aumento del 100% en el índice de incertidumbre provoca una disminución del 8,7% en la inversión trimestral promedio. En otras palabras, los inversionistas tienden a aumentar la tasa de descuento de sus flujos proyectados cuando perciben inestabilidad regulatoria en un país.

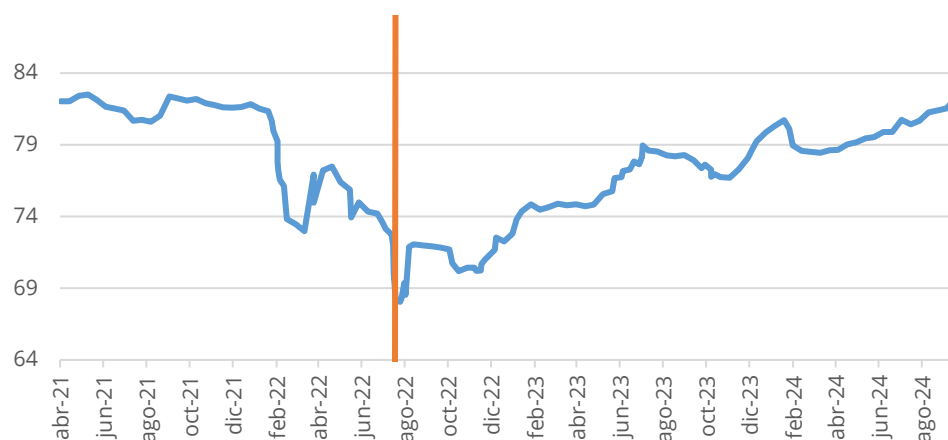
⁴ Gulen, H., & Ion, M. (2016). Policy uncertainty and corporate investment. *The Review of financial studies*, 29(3), 523-564.

⁵ Los autores ocupan la expresión “policy uncertainty” para referirse a la incertidumbre en las políticas públicas propuestas por la autoridad. En este informe optamos por utilizar “incertidumbre regulatoria” como traducción.

Un caso ilustrativo de este fenómeno es la emisión del bono Chile Electricity PEC en la Bolsa de Luxemburgo. Este bono fue emitido por las generadoras eléctricas en el contexto de la Ley PEC, que congeló las tarifas eléctricas para clientes regulados entre 2019 y 2022. Los pagos a los acreedores del bono se realizarían a partir de los excedentes generados una vez que las tarifas se descongelaran, lo cual estaba previsto para julio de 2023.⁶ En diciembre de 2021, el bono se comercializaba a US\$81, con una tasa de descuento del 3,5%. Sin embargo, cuando en 2022 la Ley PEC 2 postergó el reajuste tarifario, el precio del bono cayó a US\$68 y la tasa de descuento subió al 7,6%, un incremento de más de 400 puntos base. Posteriormente, tras la aprobación de la ley que reajustaba las tarifas a comienzos de 2024, el precio del bono retornó a niveles cercanos a los originales, alcanzando los US\$80 y una tasa de descuento del 4%. La Figura 5 muestra la evolución del precio del bono entre abril de 2021 y octubre de 2024, destacando con una barra vertical naranja la promulgación de la Ley PEC 2. El gráfico revela dos elementos clave: primero, que el precio del bono alcanzó su mínimo en coincidencia con la promulgación de la Ley PEC 2, y segundo, que el ajuste en el precio comenzó casi seis meses antes, reflejando la anticipación de los inversionistas ante posibles cambios regulatorios.

⁶ <https://www.fitchratings.com/research/structured-finance/fitch-expects-to-rate-chile-electricity-pec-spa-2021-1-notes-presale-issued-20-01-2021>

Figura 5: Precio del bono Chile Electricity PEC (US\$), abril 2021 - octubre 2024



Fuente: Bloomberg.

Otro artículo especialmente relevante para analizar el impacto del Cargo FET es el de Fabrizio (2013), que examina cómo las empresas responden a incentivos para invertir en energías limpias bajo condiciones de incertidumbre regulatoria.⁷ La autora investiga la implementación de los Estándares de Portafolio de Renovables (RPS) en Estados Unidos, una política pública a nivel estatal diseñada para fomentar la inversión en generación renovable, y cómo las expectativas de cambios regulatorios influyen en la disposición de las empresas para invertir. Dado que los activos de generación eléctrica requieren décadas para recuperar la inversión, Fabrizio encuentra que la incertidumbre regulatoria afecta significativamente la toma de decisiones empresariales. En particular, las empresas se mostraron menos propensas a invertir en estados que habían aprobado y luego revertido reformas al mercado eléctrico, lo que sugiere que la estabilidad regulatoria es un factor clave en la efectividad de las políticas públicas. Este hallazgo es particularmente relevante para la discusión del Cargo FET en Chile, ya que la incertidumbre regulatoria resultante podría disuadir futuras inversiones, por ejemplo, en proyectos de almacenamiento de energía, cruciales en el contexto de la transición energética.

⁷ Fabrizio, K. R. (2013). The effect of regulatory uncertainty on investment: evidence from renewable energy generation. *The Journal of Law, Economics, & Organization*, 29(4), 765-798.

5.2 Litigios internacionales

Un segundo efecto relevante a considerar en la implementación del Proyecto de Ley es la posibilidad real de que los PMGD afectados recurran a tribunales internacionales para demandar al Estado de Chile. Esto no es un escenario meramente hipotético, ya que existen precedentes de múltiples demandas internacionales – muchas de ellas falladas a favor de las empresas – en las que las generadoras eléctricas demandaron a los Estados por cambios repentinos en la regulación que afectaron sus expectativas de rentabilidad.

Uno de los casos más emblemáticos tiene que ver con la reducción de los feed-in tariffs (FITs), un mecanismo de política pública adoptado en varios países europeos durante la década de 2000 para incentivar la inversión en energías renovables, principalmente eólica y solar. En ese momento, estas tecnologías no eran competitivas sin apoyo estatal, por lo que los gobiernos ofrecieron a las firmas el pago de precios por encima de los de mercado, con contratos a largo plazo, garantizando así estabilidad a los inversionistas. Esta política resultó sumamente exitosa en el despliegue de capacidad renovable en Europa. Por ejemplo, en 2023, el 14% de la generación total de España provino de la energía solar y el 24% de la energía eólica; en Italia, las cifras alcanzaron un 14% y 28%, respectivamente.

No obstante, a pesar de este éxito, las presiones fiscales y los altos costos de los FITs llevaron a muchos gobiernos a recortar estos incentivos. Estas reformas, implementadas de manera retroactiva en varios casos, derivaron en una ola de disputas internacionales bajo el "Energy Charter Treaty".⁸ Los inversionistas alegaron que los cambios repentinos en la regulación violaban los acuerdos previos y minaban la estabilidad legal en la que se habían basado sus

⁸ En el "Energy Charter Treaty" (ECT) de 1994 se ofreció protección a los inversionistas extranjeros en el mercado de energía frente a una serie de riesgos no comerciales, además de ofrecer mecanismos de resolución de disputas. Bajo este tratado internacional, junto con legislación que generó condiciones favorables para la entrada de capitales extranjeros, se impulsó una significativa inversión en el sector energético durante principios del siglo XXI en países como España e Italia.

decisiones de inversión. En respuesta, los Estados europeos enfrentaron juicios arbitrales en los que se les demandó por daños financieros significativos.

Hasta la fecha, las disputas relacionadas con los recortes a los FITs han dado lugar a 162 casos bajo el ECT, resultando en costos de más de 40 mil millones de dólares en compensaciones pagadas por los Estados a las empresas afectadas. Durante estos juicios, se evaluaron los daños ocasionados por los cambios regulatorios utilizando metodologías que ajustaban las tasas de descuento y aplicaban primas de riesgo debido a la mayor percepción de inestabilidad regulatoria.

La Tabla 12 presenta algunos ejemplos de juicios arbitrales en los que se ajustaron las tasas de descuento o financiamiento para reflejar el riesgo regulatorio percibido:

Tabla 12: Ejemplos Juicios Arbitrales ECT

Empresa Demandante	País Demandado	Tasa de Interés / Descuento
RREEF	España	Evaluación por tasa de retorno. Se evalúa WACC + 1% de premio.
NextEra	España	Evaluación por tasa de retorno. Se evalúa WACC + 2% de premio.
9ren	España	Descuento por iliquidez de 3,4%.
Cube	España	Aplicó una tasa de descuento que consideraba el riesgo regulatorio.
ESPF	Italia	Se aplicó una tasa de interés de EURIBOR de 12 meses + 4% pre y post compensación (compuesta).
Greentech	Italia	Se aplicó una tasa de interés de LIBOR anual + 2% pre y post compensación (compuesta)

Fuente: Elaboración propia en base a Fermegli (2022) y Balcerzak (2023)⁹¹⁰

El impacto de estas disputas no solo afectó a los Estados involucrados financieramente, sino que también debilitó la confianza en la estabilidad regulatoria de dichos mercados. Esto ofrece

⁹ Balcerzak, F. (27 Mar. 2023). Renewable Energy Arbitration – Quo Vadis?. Leiden, The Netherlands: Brill | Nijhoff. <https://doi.org/10.1163/9789004509344>

¹⁰ Fermegli, Matteo. (2022). Cashing-In on the Energy Transition?. The Journal of World Investment & Trade. 23. 982-1019. 10.1163/22119000-12340276.

una lección clave para Chile: cambiar de manera súbita las reglas del juego que sustentan la inversión en sectores críticos como el de la energía puede dar lugar a serios litigios y, a largo plazo, desincentivar futuras inversiones. La experiencia europea demuestra que los inversionistas internacionales recurren a mecanismos de protección de inversiones cuando sus derechos son vulnerados, con resultados que pueden ser costosos para los Estados y dañinos para la reputación de sus mercados.

6. CONCLUSIONES

El presente estudio contribuye a la discusión del Proyecto de Ley que busca financiar el subsidio eléctrico de los clientes socioeconómicamente más vulnerables bajo la lógica de la “autocontención”. Específicamente, este informe presenta estimaciones del impacto financiero que tendría la aplicación del Cargo FET, ya sea en su versión original o modificada, en 180 PMGD solares que representan el 61% de la capacidad instalada de esta tecnología.

El análisis realizado pone de manifiesto el impacto transversal y significativo que tendría la implementación del Cargo FET en las compensaciones de los PMGD. Tanto en su versión original como en la modificada, el proyecto de Cargo FET generaría efectos adversos en la viabilidad económica de todas las empresas estudiadas. En particular, se ha evidenciado que, en ambos escenarios, las compensaciones anuales de los PMGD se reducirían drásticamente, lo que provocaría la quiebra o la necesidad de renegociar la deuda para todas las compañías analizadas. Para todos los efectos prácticos, la aplicación del Cargo FET constituiría una violación del artículo transitorio del Decreto Supremo 88 de 2019, que garantiza la posibilidad de acogerse a un precio estabilizado hasta el año 2034.

Las proyecciones indican que, con el Cargo FET original, el 65% de los PMGD no lograría cubrir sus obligaciones de deuda. Aunque la versión modificada reduce este impacto, la situación de insolvencia persiste. Esta realidad sugiere que, sin cambios sustanciales en la propuesta del Cargo FET, las empresas del sector enfrentarán desafíos significativos, lo que podría socavar la confianza en el país y afectar negativamente la inversión futura en el sector energético.

Finalmente, se advierte que los cambios regulatorios propuestos, como el Cargo FET, tienen el potencial de afectar la reputación del país de cara a los inversionistas, lo que podría llevar a una disminución significativa en la inversión en energías renovables y, potencialmente, a litigios internacionales. La evidencia presentada sugiere que la incertidumbre regulatoria no solo afecta la rentabilidad de los proyectos existentes, sino que también puede desalentar futuras inversiones en un sector vital para la transición energética del país. Los casos internacionales,

particularmente aquellos derivados de la reducción de los feed-in tariffs en Europa, ilustran los riesgos asociados con cambios abruptos en la regulación y las consecuencias económicas y legales que pueden derivarse de ellos. Estos ejemplos subrayan la importancia de mantener un marco regulatorio predecible y estable que garantice la confianza de los inversionistas y promueva un entorno propicio para el desarrollo de la infraestructura energética necesaria. Por lo tanto, es esencial que las decisiones de política pública en este ámbito consideren no solo el contexto fiscal, sino también el impacto a largo plazo en la inversión y la competitividad del sector energético chileno.



QUIROZ &
ASOCIADOS