

Oscar Cabello Araya
Ingeniero Civil Electricista

Mario Bravo Rivera
Abogado

El Sector Eléctrico: Principales Problemas y Desafíos

**Informe encargado por el H. Diputado Sr. Jaime Mulet, Presidente
de la Comisión Revisora de la Acusación Constitucional
en contra del Ex Ministro Sr. Diego Pardow**

Santiago, 18 de noviembre de 2025

Tabla de Contenido

1.	Resumen y conclusiones	4
2.	Breve descripción del funcionamiento actual del sector eléctrico	5
2.1	El subsistema de generación	6
2.2	El subsistema de transmisión	7
2.3	El subsistema de distribución	8
3.	Síntesis del marco regulatorio del sector eléctrico	9
3.1	Los mecanismos de regulación de precios	10
3.2	Las definiciones de clientes libres y clientes regulados.....	13
4.	Breve diagnóstico de los principales problemas que afectan hoy al sector eléctrico.....	15
4.1	Los contratos de generación de largo plazo no siempre reflejan el avance tecnológico ni aseguran los mejores precios para los clientes regulados	15
4.2	Excesiva complejidad de los modelos de empresa eficiente.....	19
4.3	El estímulo artificial a la generación solar y eólica mediante PMG y PMGD sólo ha contribuido a elevar las tarifas	20
4.4	El traslado del precio de la transmisión de las generadoras a los usuarios ha sido un error	23
4.5	Los vertimientos de energía	23
4.6	El aumento de los costos sistémicos	24
4.7	La Ley General de Servicios Eléctricos prohíbe la integración vertical de las empresas de transmisión y de distribución pero en la práctica ello no se cumple	26
4.8	El riesgo de captura del regulador	27
4.9	Prácticamente toda la regulación sectorial se ha vuelto una maraña jurídica.....	27
5.	Descripción de los errores cometidos en el cálculo de los reajustes y en las tarifas de transmisión	29
5.1	El error en los precios de nudo promedio	29
5.2	El error en los activos de Transelec.....	29
6.	Deberes y responsabilidades de un ministro de Estado en el ejercicio de sus funciones.....	31
6.1	Potestades, competencias, responsabilidades, funciones, atribuciones y tareas del Ministro de Energía.....	31
6.2	La teoría de la captura del regulador	33
6.2.1	Doctrina económica.....	33
6.2.2	Concepto de la captura del regulador	36
6.2.3	Manifestaciones y efectos	36
6.2.4	Hechos que pueden ser constitutivos o indicativos de captura	37
6.2.5	Captura cognitiva o cultural.....	37
6.2.6	Captura política.....	37
6.2.7	Ejemplos internacionales.....	38
6.3	Tratamiento del conflicto de intereses en el caso del Ministerio de Energía	38
6.3.1	Marco constitucional	38
6.3.2	Otros aspectos destacados de la sobre probidad y conflictos de Interés.....	40
7.	Medidas correctivas para corregir los problemas identificados en el diagnóstico	42
7.1	Aumentar la competencia al eliminar las barreras para ser usuario libre.....	42
7.2	Revisar la modelación de las empresas de transmisión y distribución	43
7.3	Revisar las políticas de fomento a los PMG y PMGD	44

7.4	Atribuir nuevamente los cargos de transmisión a las generadoras	44
7.5	Revisar el mecanismo de precios mayoristas instantáneos (costos marginales)	44
7.6	Reducir los costos sistémicos y atribuirlos nuevamente a las generadoras.....	44
7.7	Restablecer nuevamente el imperio del artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.....	45
7.8	Reconocer y enfrentar la captura del regulador	45
7.8.1	Medidas de independencia institucional	45
7.8.2	Medidas de transparencia y rendición de cuentas	46
7.8.3	Control de los conflictos de interés y de las "puertas giratorias"	46
7.8.4	Diversificación de fuentes de información y contrapesos técnicos.....	47
7.8.5	Participación ciudadana y control judicial	47
7.8.6	Medidas de transparencia en el lobby.....	47
7.8.7	Evaluación ex post y rendición de cuentas ante el parlamento	48
7.9	Desarrollar e implementar una nueva institucionalidad para el sector	48
8.	Conclusiones y recomendaciones.....	49
	Anexo 1 - Principales acrónimos empleados en este informe	50

El presente informe refleja la opinión de sus autores y no necesariamente la del H. Diputado Sr. Jaime Mulet.

El Sector Eléctrico: Principales Problemas y Desafíos

**Informe encargado por el H. Diputado Sr. Jaime Mulet, Presidente
de la Comisión Revisora de la Acusación Constitucional
en contra del Ex Ministro Sr. Diego Padow**

1. Resumen y conclusiones

Con fecha 27 de octubre de 2025, once diputados presentaron una Acusación Constitucional en contra del ex ministro de Energía, Sr. Diego Padow, esencialmente porque el ex ministro habría infringido la Constitución Política, debido a los errores detectados en el cálculo de los reajustes de las tarifas reguladas que las empresas generadoras aplican a los clientes regulados, así como respecto de los autodenunciados errores de cálculo en las tarifas reguladas de la empresa transmisora Transelec, por considerar que dicha autoridad no habría tomado medidas eficientes y eficaces para evitar los efectos perjudiciales a los consumidores, ni informado oportunamente a la ciudadanía, a las empresas o a otras autoridades, con el fin de advertir de dichos efectos.

Por ser la regulación de las tarifas eléctricas una materia técnica compleja, el presente informe, solicitado a estos asesores por el Presidente de la Comisión Investigadora, diputado Sr. Jaime Mulet, tiene por objeto ofrecer aquellos antecedentes jurídicos, económicos y técnicos que permitan una mejor decisión respecto de un tema tan trascendental y delicado.

El presente informe describe el funcionamiento del sector eléctrico, sintetiza el marco regulatorio del sector, realiza un breve diagnóstico de los principales problemas que hoy lo afectan, describe los errores cometidos en el cálculo de los reajustes y en las tarifas de transmisión, analiza la posibilidad de que esos errores guarden relación con los problemas identificados en el diagnóstico y analiza también los deberes y responsabilidades de un ministro de Estado en el ejercicio de sus funciones, así como el riesgo de que se produzca la captura del regulador, para finalmente recomendar un conjunto de medidas correctivas que permitan superar los problemas identificados en el diagnóstico y en el cálculo de las tarifas reguladas.

En el anexo 1 se consignan los principales acrónimos que emplea este informe.

2. Breve descripción del funcionamiento actual del sector eléctrico

El Sistema Eléctrico Nacional tiene por objeto abastecer de energía eléctrica al país. El Sistema Eléctrico Nacional está compuesto esencialmente por tres subsistemas:

- El subsistema de generación
- El subsistema de transmisión, y
- El subsistema de distribución.

En la figura 1 se muestra un diagrama simplificado del Sistema Eléctrico Nacional y de los tres subsistemas que lo componen.

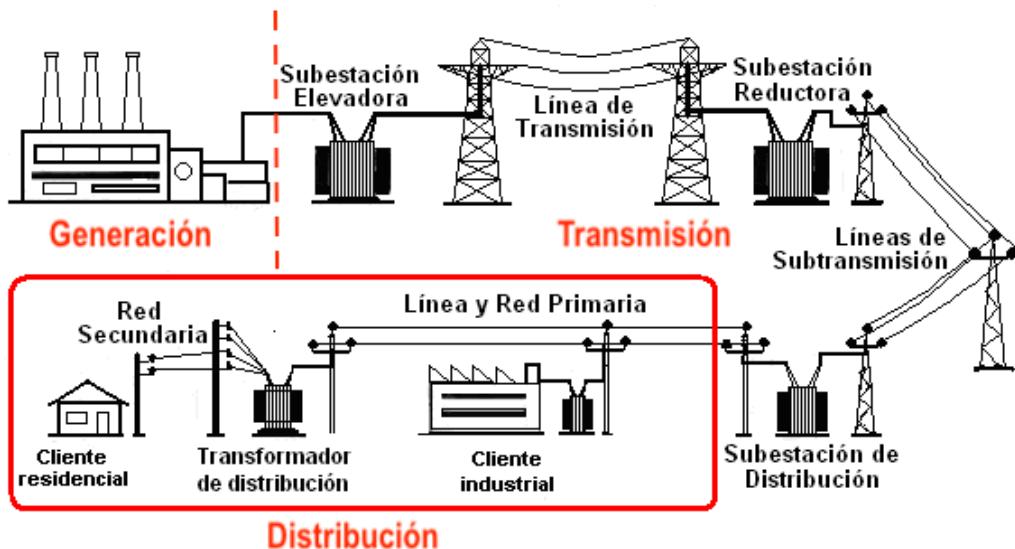


Figura 1 - Diagrama simplificado del Sistema Eléctrico Nacional¹

Es importante tener presente que en Chile existen cuatro sistemas eléctricos, a saber:

- El Sistema Eléctrico Nacional
- El Sistema Eléctrico de Aysén
- El Sistema Eléctrico de Magallanes, y
- El Sistema Eléctrico de Isla de Pascua.

¹ <https://rgaleasuncp.blogspot.com/p/lineastransmision.html>

Hasta 2016 existían el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que operaban en forma independiente, pero ese año se interconectaron para dar forma al Sistema Eléctrico Nacional.

2.1 El subsistema de generación

El subsistema de generación produce la energía eléctrica que requiere el país, que se obtiene mediante centrales térmicas (que queman carbón, petróleo o gas natural), o bien mediante centrales hidráulicas, fotovoltaicas o eólicas. Las centrales térmicas e hidráulicas se consideran convencionales, mientras que las fotovoltaicas y las eólicas se consideran energías renovables no convencionales (ERNC)².

En el subsistema de generación participan varias empresas, distribuidas a lo largo del país, las principales de las cuales se consignan en la tabla 1. Para tener una idea del tamaño relativo de cada una, en esa tabla fueron ordenadas sobre la base de la energía generada en junio de 2022.

En general, y según veremos más adelante, estas empresas compiten entre sí, ya sea en las licitaciones para abastecer a las empresas distribuidoras (y por intermedio de estas a los clientes regulados), o bien para abastecer a los clientes libres.

Empresa	Generación Bruta (GWh)	(%)
1 AES	1.708	24,17%
2 ENEL	1.551	21,95%
3 COLBUN	1.270	17,97%
4 ENGIE	460	6,51%
5 GASATACAMA	158	2,24%
6 TAMAKAYA ENERGÍA	123	1,74%
7 MAINSTREAM	107	1,51%
8 ACCIONA ENERGÍA	106	1,50%
9 IBEREÓLICA RENOVABLE	93	1,32%
10 AELA GENERACIÓN	57	0,81%
11 ATLAS RENEWABLE ENERGY	55	0,78%
Sub total	5.688	80,50%
Otros	1.378	19,50%
Total	7.066	100,00%

Principales empresas generadoras del país y tamaños relativos (junio de 2022)

Tabla 1

² Las centrales hidroeléctricas con una potencia inferior a 40 MW también se consideran energías renovables no convencionales.

2.2 El subsistema de transmisión

Las plantas generadoras se ubican por lo general lejos de los centros urbanos o industriales en los que se consume la energía eléctrica. El subsistema de transmisión, entonces, permite transportar la energía desde las distintas centrales generadoras hasta los centros urbanos o industriales.

En el subsistema de transmisión también participan varias empresas, las principales de las cuales se consignan en la tabla 2. Nuevamente, para tener una idea del tamaño relativo de cada una, en esa tabla fueron ordenadas sobre la base del valor anual de transmisión por tramo (VATT) y de la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) de cada una.

Empresa	VATT (MUSD)	AVI (MUSD)	Valor total anual (MUSD)	(%)
Transelec (con CSOE)	435,47	335,71	771,18	52,13%
ISA	105,77	91,56	197,33	13,34%
Celeo Redes	95,01	79,78	174,80	11,82%
Redeia (Grupo Red Electrica)	52,95	40,02	92,98	6,29%
Engie	48,55	36,04	84,59	5,72%
SAESA	35,15	27,05	62,20	4,20%
Ferrovial	18,73	15,86	34,59	2,34%
BHP	11,46	9,65	21,12	1,43%
REN -Redes Energéticas Nacionais	7,42	6,03	13,45	0,91%
Antofagasta Minerals	6,33	4,59	10,92	0,74%
Codelco	2,68	1,97	4,65	0,31%
EPM	1,77	1,47	3,24	0,22%
Sonneditx	1,35	1,13	2,48	0,17%
La Higuera	0,92	0,65	1,57	0,11%
Pacific Hydro	0,86	0,63	1,49	0,10%
Atlas Renewable energy Chile	0,76	0,56	1,32	0,09%
AES Corporation	0,45	0,34	0,79	0,05%
Sub total	825,65	653,05	1.478,69	99,96%
Otros	0,34	0,26	0,60	0,04%
Total	825,99	653,30	1.479,29	100,00%

Principales empresas transmisoras del país y tamaños relativos (2024)

Tabla 2

Sin embargo, y a diferencia de las generadoras, es importante señalar que las empresas de transmisión no compiten entre sí, debido a que cada una aporta, de manera exclusiva, determinadas partes de la infraestructura de transmisión que requiere el país. Transelec es la más importante de todas las empresas de transmisión, no sólo por su tamaño relativo, sino que porque aporta gran parte de la infraestructura de transmisión

troncal el país (las restantes empresas de transmisión, en cambio, tienden más bien a conectar centrales de generación o lugares de consumo ubicados en líneas ramales).

2.3 El subsistema de distribución

Finalmente, el subsistema de distribución permite distribuir o repartir la energía eléctrica dentro de los centros urbanos, hasta cada punto de consumo (residencias, industrias, etc.), mediante líneas eléctricas aéreas o subterráneas.

En el subsistema de distribución participan 27 empresas, las principales de las cuales se consignan en la tabla 3. Al igual que en los casos anteriores, para tener una idea del tamaño relativo de cada una, en esa tabla fueron ordenadas sobre la base los clientes regulados que atiende cada una.

Empresa	Clientes regulados	Tamaño rel. (%)
1 CGE	3.310.444	42,64%
2 ENEL	2.090.687	26,93%
3 SAESA	981.224	12,64%
4 CHILQUINTA	785.592	10,12%
5 COPELEC	86.930	1,12%
6 EDELMAG	74.596	0,96%
7 LITORAL	74.115	0,95%
8 EEPA	68.343	0,88%
9 EEC	57.830	0,74%
10 EDELAYSEN	54.115	0,70%
Sub total	7.583.876	97,69%
OTRAS	179.345	2,31%
Total	7.763.221	100,00%

Principales empresas distribuidoras del país y tamaños relativos (marzo de 2022)

Tabla 3

Las empresas de distribución tampoco compiten entre sí, debido a que cada una cubre o atiende, de manera exclusiva, a una determinada zona geográfica del país.

3. Síntesis del marco regulatorio del sector eléctrico

En Chile, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, de modo que el Estado sólo cumple una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, que ejerce a través de los siguientes organismos:

- El Ministerio de Energía
- La Comisión Nacional de Energía
- El Coordinador Eléctrico Nacional
- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y
- El Panel de Expertos

Adicionalmente, en el sector eléctrico intervienen con frecuencia también el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), la Fiscalía Nacional Económica, la Dirección General de Aguas y el Ministerio del Medio Ambiente.

Como señalamos más arriba, la generación se desenvuelve en un ambiente competitivo (aunque no exento de distorsiones, según veremos más adelante), mientras que las empresas de transmisión y distribución operan todavía como monopolios regulados.

La regulación matriz del sector eléctrico está contenida en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), dictada mediante el Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 de 1982 (DFL 1), cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado se encuentra consignado actualmente en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 4/20018 de 2006 (DFL 4).

Para los fines de este informe, es necesario tener presente que la Ley General de Servicios Eléctricos regula los siguientes aspectos de esta industria:

- El régimen de concesiones (de generación, transmisión y distribución)
- Los mecanismos de regulación de precios
- Las definiciones de clientes libres y clientes regulados
- Las definiciones y roles de aquellos organismos públicos creados para regular y fiscalizar el sector³
- Los principios generales de operación de los sistemas eléctricos, y
- El régimen de infracciones y sanciones

³ El Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y el Panel de Expertos.

A continuación nos referiremos con más detalle a los mecanismos de regulación de precios, a las definiciones de clientes libres y clientes regulados y a las definiciones y roles de aquellos organismos públicos creados para regular y fiscalizar el sector.

3.1 Los mecanismos de regulación de precios

La Ley General de Servicios Eléctricos dispone que los precios de los servicios sujetos a regulación deben fijarse con la metodología del Costo Incremental de Desarrollo (CID), que es de amplio uso a nivel internacional, y también mediante un ajuste de la misma que es el Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

En los mercados competitivos, los precios son determinados por el libre juego de la oferta y la demanda, como se muestra en la figura 2. Además, es posible demostrar que en un mercado en competencia la oferta corresponde al costo marginal de producción -es decir, al costo de la última unidad producida-, y que en el punto de equilibrio se iguala dicho costo marginal con la valoración que hacen los consumidores del bien o servicio, alcanzándose así una situación óptima.

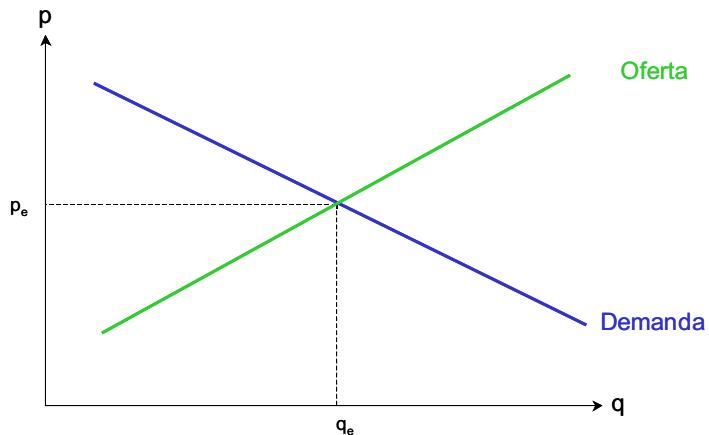


Figura 2 - Equilibrio entre la oferta y la demanda

También es posible demostrar que cuando no hay suficiente competencia, los precios se distorsionan (suben con respecto a la situación de equilibrio competitivo), las empresas proveedoras obtienen utilidades sobre normales y la economía se aleja de una situación óptima.

Cuando existe suficiente competencia, prácticamente no hay nada que decidir en materia de precios, ya que éstos son fijados por el mercado (son un dato) y las empresas proveedoras no pueden influir en ellos. En tal caso, la decisión de un proveedor es entrar

o no al mercado; nada más. En cambio, cuando no existe suficiente competencia, las empresas proveedoras pueden incidir sobre los precios, siendo el caso extremo el de un proveedor monopólico.

En aquellos servicios que son de gran relevancia para la ciudadanía y que son prestados por operadores monopólicos, o con poder significativo de mercado, los gobiernos procuran regular los precios, con el objeto de defender el interés público. Tal es el caso de la transmisión y distribución de electricidad, la provisión de agua potable y la de algunos servicios de telecomunicaciones.

El sector eléctrico, sin embargo, presenta todavía una situación especial (dual), ya que, como señalamos antes, en la actualidad para los clientes libres el mercado es relativamente competitivo (pueden elegir al generador o comercializador de su preferencia), mientras que para los clientes regulados el mercado es monopólico (están atados a una distribuidora, sin poder elegir).

Cuando los mercados operan en competencia, los precios corresponden a los costos de producción, considerando como parte de esos costos a la rentabilidad del capital que permite el mercado. La regulación de tarifas en un mercado donde hay escasa o nula competencia intenta simular lo que sucedería con los precios, si dicho mercado pudiera operar en forma competitiva. En consecuencia, cuando hay que regular precios en transmisión o en distribución, lo que se hace es determinar el costo de proveerlo, ya que en competencia el precio corresponderá a ese costo.

Existen varios métodos para determinar los costos de un servicio, y los principales son:

- a) El método de la distribución total de costos
- b) El método de comparación de costos
- c) El método del "retail minus", y
- d) El método del Costo Incremental de Desarrollo.

El método de la distribución total de costos determina el precio como la suma de los costos directos de un servicio, más una adecuada proporción de sus costos indirectos, y los datos correspondientes se obtienen de un sistema de contabilidad de costos por

servicio. El método de la distribución total de costos es retrospectivo, ya que al basarse en la contabilidad sólo considera costos históricos.

El método de la comparación de costos (benchmarking) consiste en la observación de los precios en otros países o regiones.

El método del "retail minus" determina los precios al por mayor considerando los precios minoristas correspondientes menos un descuento, calculado con un criterio técnico, para reflejar las economías logradas por compras de alto volumen así como los costos de marketing y distribución evitados por el mayorista.

El CID es una aproximación al costo marginal y corresponde al costo de expansión del servicio en un lapso prolongado. El CTLP, en cambio corresponde al aumento en el costo total en que incurre una prestadora al suministrar el servicio regulado, manteniendo constante el volumen de los demás servicios prestados. En otras palabras, el CTLP corresponde al costo que un operador podría evitar en el largo plazo, si deja de proveer ese servicio, pero continúa proveyendo los demás servicios. En cualquier caso (CID o CTLP), los datos correspondientes se obtienen de un modelo matemático que simula la operación futura de una empresa eficiente, de suerte que este método es prospectivo y permite considerar los efectos (menores costos) que ocasionará la evolución tecnológica previsible.

Es importante destacar que con la metodología de CID o del CTLP, las tarifas no se fijan tomando en cuenta los costos de la empresa real, sino que los de una empresa eficiente, que provea los servicios eléctricos sujetos a fijación tarifaria, de acuerdo a la mejor tecnología disponible actualmente en el mercado. De ese modo se evita que las distorsiones, problemas o ineficiencias que puedan afectar a la empresa real incidan en el cálculo de las tarifas reguladas.

Con todo y por disposición de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el mercado eléctrico hay una excepción en la aplicación de esta metodología, que consiste en que en el caso de las empresas de transmisión, los costos de inversión no corresponden a los de una empresa eficiente sino que a los costos contables o inventario de activos de la empresa real (sólo en cuanto a los costos de operación se consideran los de una empresa eficiente). En nuestra opinión, ello es una distorsión, ya que no considera la evolución previsible de la tecnología y sí reconoce como costo a cualquier ineficiencia que haya podido darse en la práctica en cuanto a las inversiones.

En cualquier caso, la ventaja de esta metodología del CID o del CTLP, es que, si está bien implementada, elimina las ineficiencias que introducen las distorsiones existentes en el mercado, lo que significa que las decisiones de oferta y de inversión de largo plazo serán aquellas que existirían en un mercado competitivo, junto con proveer incentivos para reducir costos e introducir nuevas tecnologías, incluso si no existe competencia. La correcta implementación de esta metodología conduce a generar tarifas similares a las que imperarían en un mercado competitivo.

3.2 Las definiciones de clientes libres y clientes regulados

El artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos señala en síntesis que el suministro de energía eléctrica a usuarios finales cuya potencia conectada sea igual o inferior a 5.000 kW estará sujeto a regulación (o fijación) de precios. Sin embargo, el literal d) del numeral 4 de ese mismo artículo dispone que cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW, este tendrá el derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre; luego agrega que el Ministerio de Energía podrá rebajar ese límite de 500 kW previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Precisamente, en diciembre de 2023 el Ministerio de Energía propuso rebajar ese límite de 500 kW a 300 kW, lo que fue aprobado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia mediante su Informe N° 33/2024 del 27 de noviembre de 2024.

Para tener una idea de qué significa una potencia conectada de 300 kW, podemos señalar que en Chile una vivienda típica tiene una potencia conectada de 5 kW, es decir, para optar por un régimen de precio libre hay que tener una potencia conectada equivalente a la de unas 60 viviendas o más.

En el régimen de tarifa regulada, el usuario es cliente directo de un concesionario de distribución, y es este último quien adquiere energía al por mayor a los concesionarios de generación. En el régimen de precio libre, en cambio, el usuario pasa a ser cliente directo de un concesionario de generación, y este entonces arrienda las facilidades de acceso al concesionario de distribución. En el régimen de precio libre también surgen los comercializadores, que adquieren energía al por mayor a los concesionarios de generación y la revenden a los usuarios de precio libre.

Cabe consignar también que el mismo artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos exige sí un período de permanencia obligada de al menos cuatro años en cada régimen, y que el cambio de régimen sea comunicado a la concesionaria de distribución con

una antelación de, al menos, 12 meses, lo que ciertamente es una traba para la libre competencia, pero ya volveremos sobre este punto.

4. Breve diagnóstico de los principales problemas que afectan hoy al sector eléctrico

El sistema eléctrico de nuestro país está siendo afectado hoy por una serie de problemas, causados en general por decisiones que en el pasado pudieron parecer razonables pero que en realidad fueron erradas, que se han ido acumulando y traduciéndose en aumentos sostenidos de las tarifas eléctricas, especialmente para los usuarios de tarifa regulada.

En síntesis, los principales problemas que enfrenta el sector son en nuestra opinión los siguientes:

- i. Los contratos de generación de largo plazo no reflejan el avance tecnológico ni aseguran los mejores precios para los clientes regulados
- ii. La excesiva complejidad de los modelos de empresa eficiente
- iii. El estímulo artificial de la generación solar y eólica mediante PMG y PMGD sólo ha contribuido a elevar las tarifas
- iv. El traslado del precio de la transmisión de las generadoras a los usuarios ha sido un error
- v. Los vertimientos de energía
- vi. El aumento de los costos sistémicos
- vii. La Ley General de Servicios Eléctricos prohíbe la integración vertical de las empresas de transmisión y de distribución pero en la práctica ello no se cumple
- viii. El riesgo de captura del regulador, y
- ix. Prácticamente toda la regulación sectorial se ha vuelto una maraña jurídica.

4.1 Los contratos de generación de largo plazo no siempre reflejan el avance tecnológico ni aseguran los mejores precios para los clientes regulados

Los clientes regulados -que actualmente son aquellos con potencias instaladas inferiores a 300 kW y que hoy constituyen la gran mayoría- se desenvuelven en un mercado monopólico. Sólo los clientes libres, es decir, aquellos con potencias instaladas superiores a 300 kW, pueden elegir al generador de su preferencia y se desenvuelven, por lo tanto, en un mercado competitivo, que les permite optar a mejores precios que los clientes regulados.

Como se muestra en la figura 3, la cuenta que reciben hoy los usuarios de tarifa regulada por el suministro eléctrico tiene esencialmente cuatro componentes: el costo de

generación (un 70% de la cuenta, aproximadamente), el costo de transmisión (un 10% aproximadamente), el costo de distribución (un 18% aproximadamente) y otros costos (un 2% aproximadamente).



Figura 3 - Componentes de la tarifa eléctrica

El costo de generación -que es el principal componente de la factura- proviene de los contratos de largo plazo suscritos entre las generadoras y las distribuidoras para abastecer de energía eléctrica a estas últimas, y por ende a los usuarios de tarifa regulada; dichos contratos son el resultado de licitaciones periódicas convocadas por la Comisión Nacional de Energía. El costo de generación que enfrentan los usuarios de tarifa regulada corresponde entonces a los precios de nudo de largo plazo que surgen de esas licitaciones, ponderados en virtud de los contratos de suministro suscritos entre las generadoras y cada empresa distribuidora.

Cabe tener presente entonces que en el mercado de la generación eléctrica hay esencialmente tres tipos de precios: los precios de nudo recién descritos, los precios convenidos entre las generadoras y los clientes libres y los precios "spot" o instantáneos, que resultarían en forma dinámica de los equilibrios de oferta y demanda en las barras o nudos donde se transa o intercambia a nivel mayorista la energía proveniente de los distintos generadores, que en la práctica son determinados por el Coordinador Eléctrico Nacional, sobre la base de los costos variables de cada unidad generadora.

Los contratos de generación para abastecer a las concesionarias de distribución son de largo plazo, por lo cual -en el caso de la generación térmica- incluyen cláusulas de reajustabilidad de modo de considerar los eventuales aumentos en los precios del carbón, del petróleo o del gas natural, tres insumos han subido de precio de manera importante en los últimos años. Además, muchos contratos están expresados en dólares norteamericanos (USD), cuyo aumento de valor también ha provocado alzas en los precios de la energía.

Sin embargo, en los últimos años, los principales generadores del sector, que disponen todavía de contratos de generación térmica (basada, como dijimos, en carbón, petróleo o gas natural), han logrado reemplazar parte de esos recursos por unidades generación hidráulica, fotovoltaica o eólica, que son de menor costo variable, no obstante

lo cual siguen vendiendo la energía a las concesionarias de distribución como si fuera generada térmicamente.

Asimismo, la necesidad de contar con respaldo para la generación basada en energías renovables no convencionales, obliga a esos mismos generadores a operar sus centrales térmicas del modo que se conoce como "mínimos técnicos" (y fuera del orden de mérito del mercado "spot"), con el objeto de estar listos para aumentar la generación cuando escasean el sol o el viento; naturalmente, la operación a mínimos técnicos ocasiona costos, que son traspasados al resto del sistema a través de los denominados "costos sistémicos".

Por lo tanto, la dinámica competitiva, que en cualquier mercado normal obligaría a traspasar a las distribuidoras (y por ende a los clientes regulados), los ahorros producto de reemplazar generación térmica por generación hidráulica, fotovoltaica o eólica, no se da en el mercado eléctrico.

En otras palabras, los menores costos variables, propios de las tecnologías de generación hidráulica, fotovoltaica o eólica, muchas veces no son traspasados a los usuarios de tarifa regulada, sino que todo lo contrario: estos últimos además están viendo aumentadas sus cuentas de manera significativa (pero artificial) por las cláusulas de reajustabilidad y por los costos sistémicos.

Por lo tanto, y conforme a lo recién explicado, las licitaciones periódicas convocadas por la Comisión Nacional de Energía no constituyen en sí un régimen permanente de libre competencia, sino que sólo a competencia inicial (que se suele denominar "competencia por la cancha" en vez de "competencia en la cancha"). Si en el sector eléctrico realmente imperase un régimen de libre competencia, los menores costos variables de la generación hidráulica, fotovoltaica y eólica ya se habrían traducido en menores tarifas para los usuarios regulados.

No está demás señalar que la competencia a nivel de los clientes libres -que sí tienen el derecho a elegir al generador de su preferencia- también presenta imperfecciones. Por ejemplo, una vez que un cliente regulado ha decidido ser cliente libre, el artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos le exige una permanencia mínima de cuatro años en el régimen de cliente libre; además, si desea volver a ser cliente regulado, el cambio de opción debe ser comunicado a la distribuidora con 12 meses de anticipación, lo que ciertamente son fuertes trabas (legales) para la libre competencia.

A veces se ha argumentado que no es posible implementar un régimen de mayor competencia en el sector eléctrico, para los usuarios regulados, porque primero habría que esperar el vencimiento de los contratos de largo plazo que los generadores han suscrito con las distribuidoras. Tal argumento nos parece inaceptable, porque el cambio de modalidad en ningún caso impedirá a las generadoras seguir suministrando energía, sino que sólo establecerá una relación directa y más flexible entre ellas y los usuarios, en lugar de la relación indirecta y rígida que existe hoy. Por lo demás, la posibilidad de establecer esa nueva relación, directa y más flexible, está expresamente contemplada en el artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos, de modo que implementarla no sería un cambio en las reglas del juego.

También se suele argumentar que implementar un régimen de mayor competencia en el sector eléctrico no tiene sentido, porque las licitaciones convocadas por la Comisión Nacional de Energía para abastecer a las distribuidoras, aseguran en teoría buenos precios para los usuarios. Sin embargo, la realidad se ha encargado de demostrar que ello no siempre es así.

Como señalamos más arriba, los contratos surgidos de las licitaciones más antiguas están expresados por lo general en dólares norteamericanos y además indexados en función del precio internacional del gas, del carbón o del petróleo, lo que se ha traducido en que hoy algunos de ellos tengan hoy precios tan altos como USD 150 a USD 200 por MWh, en circunstancias que en las licitaciones más recientes, los nuevos contratos de generación térmica han resultado a precios del orden de USD 50 a USD 70 por MWh. Más aún, una parte importante de los contratos antiguos se satisface actualmente con hidroelectricidad o con energías renovables no convencionales, que son de un costo variable mucho menor, o bien se satisface comprando energía a otras generadoras basadas en energías renovables no convencionales a precio cero (o casi cero) en ciertos horarios, debido a la actual sobreabundancia de plantas de este tipo.

Sin embargo, la rigidez de los contratos antiguos no considera la posibilidad de traspasar esos ahorros a las distribuidoras y por ende a los clientes regulados. Una rigidez como esa no podría darse en un mercado verdaderamente competitivo, sino que todo lo contrario: una competencia de verdad obligaría a bajar todos los precios.

No obstante lo anterior, el artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos señala de manera expresa que los contratos entre generadoras y distribuidoras podrán ser revisados cuando se haya producido un excesivo desequilibrio económico, respecto de las condiciones existentes cuando las generadoras presentaron sus ofertas. Sin embargo, pese

que la Ley General de Servicios Eléctricos permitiría revisar esos contratos antiguos, ninguna autoridad ni ninguna empresa distribuidora ha intentado defender los intereses de los clientes regulados por la vía de invocar el artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

4.2 Excesiva complejidad de los modelos de empresa eficiente

La metodología del Costo Incremental de Desarrollo (CID) y los correspondientes modelos de empresa eficiente, o de empresa modelo, que se emplea para regular las tarifas de transmisión y de distribución (es decir, las tarifas de aquellos segmentos donde todavía hay monopolios naturales) es una buena herramienta para calcular los precios que imperarían teóricamente en esos segmentos, si hubiese competencia. Sin embargo, a veces parece suceder que las empresas reales obtienen altas rentabilidades, superiores incluso a la considerada para la empresa modelo, distorsión que puede obedecer a diversas causas, como las siguientes:

- La empresa real ahorra en costos (por ejemplo, de mantenimiento) y gasta menos que la empresa eficiente, porque la regulación no exige niveles adecuados de calidad de servicio, o
- El modelo de empresa eficiente contiene errores y considera costos superiores a los que requiere una empresa eficiente.

Más aún, los modelos de empresa eficiente que emplea la Comisión Nacional de Energía para el cálculo de las tarifas reguladas parecen ser excesivamente complejos, y esa misma complejidad es la que puede facilitar la comisión de errores, junto con dificultar la posibilidad de que cualquier tercero pueda comprender, revisar o auditar esos modelos.

En efecto, en su presentación ante la Comisión Investigadora de fecha 3 de noviembre de 2025, el abogado Rodrigo Castillo, experto en la regulación de la industria, señaló que "...*La complejidad técnica del inventario de Transelec, con millones de datos y parámetros, dificultó la cuantificación inmediata del error y la corrección tarifaria...*"⁴ Por su parte, el abogado Francisco Cox, que defiende al ex ministro Pardow, precisó que el inventario de Transelec tiene alrededor de quince *millones de datos*⁵.

⁴ Presentación del Sr. Castillo (Informe Jurídico: Acusación Constitucional, página 11).

⁵ Presentación del Sr. Cox del viernes 14 de noviembre.

Un modelo de empresa eficiente que incorpora un inventario con varios millones de datos, no sólo deja de ser un modelo sino que pasa a convertirse automáticamente en una fuente de posibles errores y en algo muy difícil de auditar. Además, y de acuerdo a nuestra experiencia y a las mejores prácticas financieras, los modelos de empresa eficiente -al igual que cualquier buen modelo de evaluación o valoración de empresas- deben cumplir dos requisitos copulativos:

- Ser lo suficientemente complejos, como para reflejar debidamente las principales variables o parámetros de un negocio (que nunca son todas las variables o parámetros sino que solo algunos, los de mayor incidencia), y
- Ser al mismo tiempo lo suficientemente simples, como para que cualquier persona medianamente ilustrada -como una autoridad o un directivo- pueda entenderlos.

En consecuencia, la disposición de la Ley General de Servicios Eléctricos que permite que a las empresas de transmisión como Transelec no se le consideren los costos de inversión de una empresa eficiente, sino que los costos reales de inversión, colisiona de manera frontal con la metodología del Costo Incremental de Desarrollo y la teoría correspondiente.

4.3 El estímulo artificial a la generación solar y eólica mediante PMG y PMGD sólo ha contribuido a elevar las tarifas

En los últimos diez años, el Estado de Chile ha impulsado diversas políticas para estimular de manera artificial las energías renovables no convencionales (mediante subsidios estatales y mediante subsidios cruzados). Sin embargo, esas políticas no se han basado en mecanismos de mercado y por lo mismo no han considerado todos los costos correspondientes, lo que también está generando aumentos en los precios de la energía, tanto para los usuarios libres como para los de tarifa regulada.

Dentro de las plantas basadas en energías renovables no convencionales, en los últimos dos años han empezado a jugar un rol clave -pero a la vez muy distorsionador del mercado- los denominados Pequeños Medios de Generación (PMG) y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), que son plantas generadoras con una potencia inferior a 9 MW, que reciben un trato comercial preferente, ajeno a las reglas del libre mercado.

Los PMG y PMGD abastecen directamente a las concesionarias de distribución, mediante una tarifa especial (también conocida como "precio estabilizado"), que les evita

competir en las licitaciones de suministro convocadas por la Comisión Nacional de Energía o someterse al sistema de precios spot o instantáneos del mercado eléctrico.

Sin embargo, el precio estabilizado de los PMG y PMGD es pagado por los demás generadores mediante los costos sistémicos, a prorrata de los retiros de energía que haga cada uno en el sistema eléctrico. Este mecanismo, controlado por el Coordinador Eléctrico Nacional, ciertamente aumenta los costos de los demás generadores y constituye un privilegio en favor de los PMG y PMGD, que está reñido con las más elementales normas del libre mercado.

Más aún, el precio estabilizado torna sumamente rentables a los proyectos PMG y PMGD, lo que explica el notable auge -aunque completamente artificial- que han tenido en los últimos años. En efecto, el conjunto de los PMGD ya alcanza los 4.500 MW⁶ y se espera que siga creciendo, contribuyendo al exceso de oferta, al vertimiento de energía, a los precios spot nulos, al aumento de los costos sistémicos y la consecuente pérdida de tierras agrícolas valiosas (lo que a su vez, de un modo u otro, aumentará los precios de los alimentos), distorsiones que no se producirían si los PMG y PMGD compitiesen en igualdad de condiciones con el resto de los generadores.

También hay que señalar que la generación fotovoltaica y eólica tiene, en general, una limitación importante, que es su falta de continuidad (de noche no hay generación fotovoltaica y no siempre hay viento), lo que obliga a mantener un parque térmico de respaldo generando en forma mínima, pero con la posibilidad de aumentar rápidamente su producción para suplir eventuales faltas de generación fotovoltaica o eólica. La mantención de este parque térmico generando en forma mínima es otro costo importante, que también la normativa carga a todos los generadores mediante los costos sistémicos, a prorrata de sus retiros de energía.

A partir de 2015 se produjo cambio tecnológico relevante a nivel mundial, que redujo el costo de inversión de la tecnología fotovoltaica de unos 3.000 USD/kW a menos de 1.000 USD/kW. Algo similar, pero más atenuado, ocurrió con la tecnología eólica. Sin embargo, la mayor oferta renovable (que es de costo variable nulo) ha incrementado las necesidades de respaldos térmicos en el sistema y aumentado los costos sistémicos que deben asumir todos los generadores. Los costos sistémicos también se han visto incrementados por el retiro de las unidades a carbón, que tenían menores costos de operación. Así, el costo global del suministro eléctrico, en vez caer, como se avizoraba años atrás por el Ministerio de Energía, no ha dejado de subir.

⁶ La demanda máxima horaria del sistema en 2025 ha sido de aproximadamente 12.400 MW.

Sin duda que puede ser razonable reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, pero como país también deberíamos preguntarnos: ¿qué mayores costos ocasionará ello al sistema y a los usuarios? ¿cuál sería la mejor manera de racionalizar esos costos?

Además, como se aprecia en la tabla 4, la reducción de los gases de efecto invernadero (o el eventual aumento de esos gases) que pueda aportar Chile es absolutamente marginal para el mundo, toda vez que nuestro país sólo es responsable del 0,23% de lo que se emite a nivel mundial. Además, con 5,3 toneladas anuales por habitante, Chile está por debajo del promedio mundial de 5,8 toneladas anuales por habitante, y muy por debajo de los EEUU de NA (16,5), Rusia (16,0), China (9,2) o Alemania (8,2).

	Población		CO ₂ y equivalentes		Emisión
	(millones - %)		(miles de ton. anuales - %)		(ton/hab)
China	1.414	17,82%	12.942.868	28,06%	9,2
EEUU	334	4,21%	5.505.181	11,94%	16,5
India	1.396	17,59%	3.200.821	6,94%	2,3
Rusia	146	1,84%	2.331.479	5,06%	16,0
Alemania	84	1,06%	692.751	1,50%	8,2
Francia	65	0,82%	376.006	0,82%	5,8
Resto de la UE	299	3,77%	2.049.792	4,44%	6,9
Argentina	47	0,59%	361.433	0,78%	7,7
Chile	20	0,25%	106.722	0,23%	5,3
Resto del mundo	4.131	52,05%	18.553.868	40,23%	4,5
Total	7.936	100,00%	46.120.921	100,00%	5,8

Tabla 4 - Impacto de Chile en la generación de gases de efecto invernadero

Podría ser entendible que las autoridades hayan dispuesto que en Chile no se construyan más centrales térmicas de carbón, pero no estamos seguros de si es una buena decisión sacarlas también de operación, si acaso es posible reducir sus emisiones (toda vez que existe tecnología para ello y que además son de bajo costo de operación). Pero lo que no es razonable es dejar de construir nuevas centrales térmicas de gas, que contaminan menos que las de carbón y que presentan ventajas importantes como partida rápida, no depender del sol o del viento y tener también costos de operación relativamente bajos.

Tampoco es razonable impulsar únicamente las energías renovables no convencionales (fotovoltaicas y eólicas), sin considerar que la hidroelectricidad no sólo es nula en emisiones sino que Chile sigue siendo un país muy apropiado para esta tecnología,

que además es de bajo costo en términos de su larga vida útil, su disponibilidad las 24 horas del día y su capacidad de partida rápida.

Chile necesita contar nuevamente con energía barata, de lo contrario estará condenado al fracaso económico. Por ello, es imprescindible revisar la política de fomento artificial a las energías renovables, y especialmente al fomento de los PMG y PMGD, que está elevando de manera sustancial y artificial las tarifas eléctricas, tanto reguladas como libres.

Conforme a la ley antimonopolios (DL 211), las energías renovables no convencionales deberían ganar su espacio en el mercado, compitiendo mano a mano con las energías tradicionales y siendo en definitiva más eficientes que estas.

4.4 El traslado del precio de la transmisión de las generadoras a los usuarios ha sido un error

Con el objeto de fomentar la instalación de nuevas unidades de generación fotovoltaica y eólica, el Estado tomó la decisión de traspasar directamente a los usuarios los costos de la transmisión (antes la transmisión era cobrada directamente a las generadoras). Sin embargo, al verse libres de pagar la transmisión -y por ende, de optimizar sus costos-, muchos proyectos fotovoltaicos y eólicos se instalaron demasiado lejos de los centros de consumo y hoy enfrentan serias dificultades para abastecer a sus clientes.

En consecuencia, al trasladar el costo de la transmisión directamente a los usuarios finales, se ha eliminado una señal económica fundamental para decidir el emplazamiento óptimo de cualquier central generadora, lo que a su vez ha provocado congestión en la transmisión y elevado en definitiva los precios para los usuarios finales (libres y regulados).

Es más, los usuarios finales -a diferencia de las generadoras- no tienen ninguna posibilidad de defenderse frente a posibles errores en el cálculo de las tarifas reguladas de transmisión.

4.5 Los vertimientos de energía

Como vimos más arriba, en los últimos años ha aumentado significativamente -o mejor dicho, excesivamente- la generación fotovoltaica y eólica, sin que haya aumentado a

la par la demanda, lo que hace que a ciertas horas del día haya un exceso de generación y que el costo marginal correspondiente caiga a cero en el mercado mayorista.

En otras palabras, durante esas horas algunas generadoras -principalmente hidráulicas, fotovoltaicas y eólicas, pero que no son PMG o PMGD- tienen que "regalar" aquella energía que aportan al sistema o simplemente tiene que verter (botar) energía, al mismo tiempo que se ven obligadas a cubrir los costos sistémicos, destinados en gran medida a pagar la energía de respaldo o a remunerar a los PMG y PMGD. Así, los generadores puramente renovables -pero que no son PMG o PMGD- no logran competir eficientemente con los generadores tradicionales que cuentan también con parques térmicos.

En este contexto, los principales generadores del mercado se han vuelto deficitarios en ciertos horarios, es decir, su capacidad de generación no les permite cubrir todos sus contratos con las concesionarias de distribución, o con sus propios clientes libres, y compran entonces a sus competidores aquella energía que les falta, muchas veces a precio cero, que revenden a muy buen precio.

En nuestra opinión, las actuales reglas del mercado eléctrico no están reflejando lo que ocurriría en un mercado verdaderamente competitivo, ya sea por distorsiones del mercado spot, por la rigidez de los contratos de largo plazo o por los costos sistémicos, todo lo cual perjudica gravemente a ciertos generadores y favorece indebidamente a otros.

4.6 El aumento de los costos sistémicos

Los costos sistémicos están conformados por un conjunto de pagos que deben efectuar las generadoras para remunerar los costos no cubiertos por los costos marginales de la energía en el sistema eléctrico. Ese conjunto también se conoce a veces como "pagos laterales".

Los costos sistémicos no están definidos de manera explícita en la Ley General de Servicios Eléctricos, pero sí lo están como pagos laterales, en la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional de 2021⁷. No obstante, las Bases de Licitación 2023/01 de la Comisión Nacional de Energía definen por primera vez a los costos sistémicos, señalando que están compuestos de siete elementos:

⁷ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>

- Pagos realizados por concepto de servicios complementarios (por ejemplo, el control de la frecuencia de la red eléctrica)
- Pagos o ingresos por el precio estabilizado para los PMG y PMGD
- Pagos realizados por concepto de sobrecostos de energía
- Pagos por sobrecostos de partida y detención de unidades generadoras
- Pagos realizados por reservas hídricas
- Pagos por compensaciones del impuesto a las emisiones, y
- Otros pagos asumidos por el suministrador y que apruebe la Comisión Nacional de Energía.

Los costos sistémicos han aumentado significativamente en los últimos años. En efecto, entre 2014 y 2015 los costos sistémicos tuvieron un valor promedio de alrededor de 0,6 USD/MWh, pero ya en 2018 se ubicaron en niveles de aproximadamente 1,6 USD/MWh y a partir de 2022 se incrementaron por sobre los 10 USD/MWh, llegando en algunos momentos a estar por sobre los 21 USD/MWh, como se muestra en la figura 4.

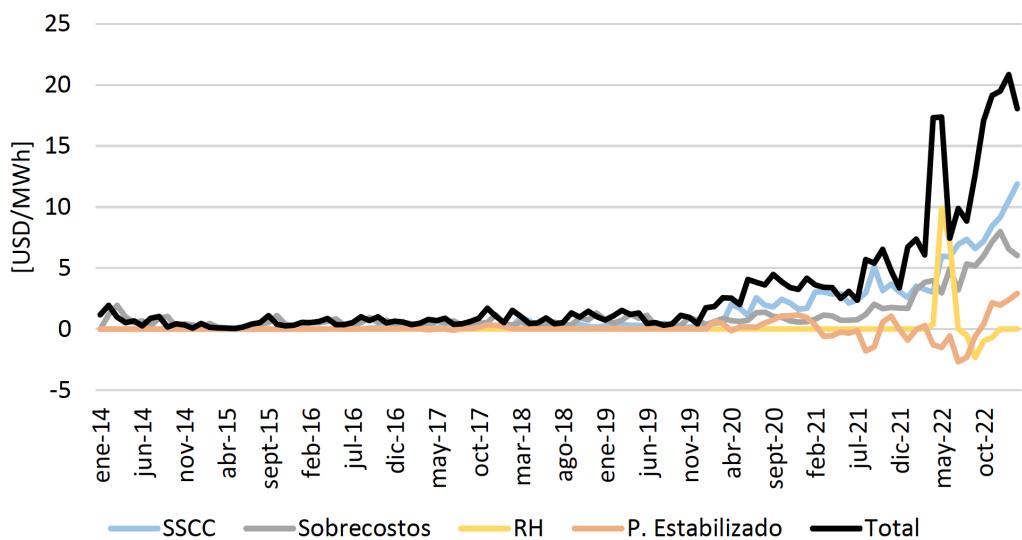


Figura 4 - Evolución de los costos sistémicos y de sus componentes (USD/MWh)

Los costos sistémicos siempre formaron parte de los costos de operación de los concesionarios de generación y por lo mismo estaban cubiertos por el precio de la energía en las ofertas económicas correspondientes, sin contemplar la posibilidad de traspasar a los usuarios finales las eventuales variaciones futuras de dichos costos. Sin embargo, en el proceso de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados 2023/01, la Comisión Nacional de Energía decidió traspasar los costos sistémicos a los usuarios regulados de la energía eléctrica, tal como se hizo previamente con los costos de transmisión.

Es un error traspasar los costos sistémicos a los usuarios finales, porque estos últimos no tienen ninguna posibilidad de defenderse frente a posibles aumentos injustificados de los mismos o a eventuales errores de cálculo. Por el contrario, si los costos sistémicos son de cargo de las generadoras -como ocurría antes- la venta de energía en forma competitiva ejercerá presión para evitar cualquier alza injustificada de dichos costos. Además, no es claro que la regulación vigente le permita a la Comisión Nacional de Energía traspasar esos costos de las generadoras a los usuarios finales, pese a lo cual este organismo impulsó ese cambio.

En consecuencia, la componente de generación de la cuenta que recibe el usuario regulado todavía incluye a los costos sistémicos como parte del costo de la energía, pero gradualmente, producto de las nuevas licitaciones de energía, empezará a ser cobrado directamente a los usuarios.

La razón que ha dado la Comisión Nacional de Energía para justificar esa cambio, es precisamente que como los costos sistémicos están subiendo, al retirarlos de la componente de energía que se cobra al usuario regulado, se evita que esta aumente. Pero ello es sólo un espejismo, porque lo que se quita por un lado se agrega en otro lado.

Cabe señalar que la asociación de consumidores Conadecus se opuso tenazmente a esa modificación, pero hasta el momento no ha sido escuchada ni por la Comisión Nacional de Energía ni por la Contraloría General de la República.

En todo caso, queremos dejar claramente establecido que no nos oponemos a las energías renovables, ni al subconjunto de las mismas formado por los PMG y los PMGD, en la medida que todas ellas asuman y paguen directamente todos los costos que ocasionan (por ejemplo, los costos de respaldo, los costos de transmisión o los costos sistémicos) y que ganen su espacio en el mercado compitiendo mano a mano con las energías tradicionales (térmicas o hidráulicas).

4.7 La Ley General de Servicios Eléctricos prohíbe la integración vertical de las empresas de transmisión y de distribución pero en la práctica ello no se cumple

El artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos señala claramente que las empresas de transmisión no pueden participar en el segmento de distribución, lo que obedece a políticas recomendadas por los organismos antimonopolios, para evitar la concentración empresarial en el sector eléctrico. Sin embargo, la empresa State Grid de

China, que tiene el control de Transelec, ha tomado también el control de las distribuidoras CGE y de Chilquinta, sin que las autoridades del sector lo hayan impedido.

Más aún, la prensa ha informado que el Ministerio de Energía estaría interesado en impulsar una propuesta de modificación al artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de flexibilizar, o más bien de "legalizar" lo anterior.

4.8 El riesgo de captura del regulador

La falta de competencia, o bien la competencia insuficiente, son la principal causa de los abusos que afectan hoy a los consumidores en diversos sectores de la economía, y especialmente en el sector eléctrico, lo que a su vez parece estar motivado -entre otros factores- por el fenómeno económico conocido como la "captura del regulador".

Debemos aclarar que la captura del regulador es un problema muy complejo, y que no es necesariamente sinónimo de corrupción, o de temor de los funcionarios públicos frente al poder de las empresas reguladas. La captura también se produce, por ejemplo, cuando los funcionarios públicos piensan que determinadas industrias sólo son para actores de gran tamaño, o cuando se identifican con los intereses de las empresas reguladas, por considerar -de manera equivocada- que dichos intereses necesariamente coinciden con los intereses del país.

Por la gran importancia de ese fenómeno y por su probable relación con el objeto de este informe, la captura del regulador será abordada detalladamente en la sección 6.2.

4.9 Prácticamente toda la regulación sectorial se ha vuelto una maraña jurídica

La Ley General de Servicios Eléctricos que ha sufrido incontables modificaciones, y en general la amplia y frondosa regulación del sector, se ha convertido en una verdadera maraña jurídica, muy difícil de entender y de aplicar (las propias tarifas reguladas son prácticamente inentendibles para la gran mayoría de los usuarios, lo que se comprueba fácilmente al consultar la página web de cualquier distribuidora).

Además, hay una multiplicidad de organismos públicos que intervienen en la tutición del sector (Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Coordinador Eléctrico Nacional, Panel de Expertos), lo que dificulta su coordinación, sin que ninguno parezca tener real potestad o interés en enfrentar los problemas que hemos reseñado.

Asimismo, a través de esos organismos, el Estado ha asumido tareas que no le corresponden: por ejemplo, la Comisión Nacional de Energía llama a licitación a las generadoras para abastecer de energía a las distribuidoras; el Coordinador Eléctrico Nacional llama a licitación por las obras de transmisión, que luego entrega a Transelec. Estas funciones no sólo podrían sino que deberían ser desarrolladas por el sector privado, tal como ocurre en los restantes sectores de la economía, de modo que el Estado se concentre en su rol regulador y fiscalizador.

5. Descripción de los errores cometidos en el cálculo de los reajustes y en las tarifas de transmisión

5.1 El error en los precios de nudo promedio

En octubre de 2025 la Comisión Nacional de Energía publicó el informe del Precio de Nudo Promedio -que se actualiza cada seis meses, para ser considerado en las cuentas que pagan los clientes regulados- y reportó una corrección por CLP 110.675 millones (unos USD 120 millones), debido a un error que consistía en considerar dos veces el efecto de la inflación. En otras palabras, se tomó tanto la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) junto con la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, que ya incluye la corrección por inflación.

La doble aplicación del IPC afectó al período cubierto por las leyes que congelaron y luego descongelaron los precios promedio de energía, generando una deuda de los usuarios en favor de los generadores, consistente en la acumulación de las diferencias no cobradas más los respectivos intereses. Es sobre el atraso en recuperar estas diferencias no cobradas más los intereses que se aplicó dos veces el IPC, lo que produjo el sobrecobro de CLP 110.675 millones en favor de las generadoras. En todo caso, estos CLP 110.675 millones se componen de CLP 1.955 millones ya cobrados a los clientes regulados y CLP 108.720 millones que aún no se han cobrado a estos mismos clientes.

Además, esta deuda con los generadores se encuentra respaldada por instrumentos emitidos por la Tesorería General de la República, en la forma de pagarés al portador, que el Estado pagará a sus titulares con cargo al Fondo de Estabilización de Tarifas. Estos documentos fueron emitidos antes de detectarse el error, por lo que se encuentran sobrevalorados en CLP 110.675 millones.

5.2 El error en los activos de Transelec

La empresa transmisora Transelec, la principal del país, cuyas tarifas son reguladas por la Comisión Nacional de Energía, detectó un sobrecobro en sus tarifas de transmisión, debido a una sobrevaloración de sus activos que hizo esta misma empresa (recuérdese que la regulación vigente permite que en el caso de las empresas de transmisión, los costos de inversión considerados para fijar las tarifas correspondan al inventario de activos de la empresa real y no a los de una empresa eficiente).

Esta situación fue informada por Transelec a la Comisión Nacional de Energía en octubre de 2024. La magnitud del error fue estimada por Transelec en algo más de USD 100 millones, y ofreció efectuar las correcciones del caso y devolver lo cobrado en exceso.

Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía encargó inmediatamente una auditoría al Coordinador Eléctrico Nacional, para corroborar o corregir la estimación de Transelec. El Coordinador Eléctrico Nacional, a su vez, llamó a licitación a varias consultoras especializadas para realizar ese trabajo, pero finalmente declaró desierta esa licitación, lo que informó a la Comisión Nacional de Energía en octubre de 2025.

La demora en informar lo anterior a la Comisión Nacional de Energía se explica principalmente porque en el intertanto Transelec fue haciendo una serie de ajustes a sus estimaciones iniciales, frente al Coordinador Eléctrico Nacional.

6. Deberes y responsabilidades de un ministro de Estado en el ejercicio de sus funciones

6.1 Potestades, competencias, responsabilidades, funciones, atribuciones y tareas del Ministro de Energía

Con el objeto de circunscribir las responsabilidades y obligaciones del Ministro de Energía para efectos del encargo solicitado, nos referiremos las potestades, competencias, responsabilidades, funciones, atribuciones y tareas que le corresponden, a partir de lo que da cuenta la página institucional de ese Ministerio y la legislación orgánica.

Recordemos el artículo 1º del DL 2.224, de 25 de mayo de 1978, que crea el Ministerio de Energía, que señala que "...*El Ministerio de Energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía...*". Además, y según da cuenta el propio sitio web del Ministerio de Energía, dentro de los deberes y obligaciones del Ministro del ramo se encuentran los siguientes:

- i. Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Señala el artículo 2º del DL 2.224 que "...*Corresponderá, en general, al Ministerio de Energía, elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.*

Se relacionarán con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear..."

- ii. De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 3º del DL 2.224, la competencia que sobre el sector energía le corresponde al Ministerio de Energía, comprende a todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierne a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.
- iii. De conformidad al artículo 4º del DL 2.224 le corresponde:

- Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación.
 - Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector.
 - Contratar con personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector, así como los de prefactibilidad y factibilidad que sean necesarios para la formulación y ejecución de los planes y políticas energéticas.
 - Elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética, la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto. Al efecto, podrá requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía.
 - Velar por el efectivo cumplimiento de las normas sectoriales, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios.
 - Cumplir las demás funciones y tareas que las leyes o el Gobierno le encomiendan concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector energía.
- iv. Según prescribe el artículo 15 de la Ley 20.402 de 2009, que crea el Ministerio de Energía, las atribuciones que confieran las leyes y decretos supremos al Ministerio de Minería, al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o a la Comisión Nacional de Energía, o al respectivo Ministro, en todas aquellas materias que son de la competencia del Ministerio de Energía en virtud de la presente ley, se entenderán conferidas al Ministerio o Ministro de Energía, según corresponda, por el solo ministerio de la ley. En especial, el Ministerio de Energía ejercerá todas las competencias que en el sector energía tiene el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, salvo en aquellas materias en las que expresamente la ley dispone la intervención de este último Ministerio, así como las que previamente tenía el Ministerio del Interior, en las materias a que se refieren las siguientes disposiciones de rango legal: decreto con fuerza de ley Nº 323 de 1931, decreto con fuerza de ley Nº 1 de 1979, del Ministerio de Minería, y el decreto con fuerza de ley Nº 4/20018 de

2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (Ley General de Servicios eléctricos).

- v. Según el artículo 2º transitorio de la Ley 20.402, el Ministerio de Energía se constituirá para todos los efectos en el sucesor legal de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Minería, respecto de actos administrativos, contratos, procesos licitatorios y otras actuaciones que se deriven del traspaso de funciones en materias de su competencia, de manera que las menciones que la legislación general o especial realice a las precitadas instituciones se entenderán hechas al Ministerio de Energía cuando correspondiese. Al presupuesto de la Subsecretaría de Energía, conformado de la forma indicada en el presente artículo, deberán transferirse los recursos presupuestarios que se liberen por aplicación de las disposiciones de este inciso.
- vi. Al Ministerio de Energía también le corresponde otorgar mediante decreto supremo, por orden del Presidente de la República, las concesiones eléctricas definitivas, de conformidad al artículo 11 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- vii. Finalmente, al Ministerio de Energía le corresponde fijar las tarifas de los clientes eléctricos regulados, en virtud del artículo 147 y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En resumen, el estatuto jurídico del Ministro de Energía se define por las leyes que rigen al sector energético y por sus funciones dentro del gobierno, que incluyen formular, coordinar y ejecutar políticas públicas, planes y normas para el desarrollo y buen funcionamiento del sector. Su rol principal es asesorar al gobierno en materias energéticas, velar por el cumplimiento de la normativa y promover la seguridad y eficiencia en el uso de los recursos energéticos. Sus responsabilidades incluyen entonces la supervisión de la implementación de regulación económica del sector.

6.2 La teoría de la captura del regulador

6.2.1 Doctrina económica

La teoría de la captura del regulador fue desarrollada por George J. Stigler, economista de la Escuela de Chicago y Premio Nobel de Economía (1982). Su planteamiento marcó un profundo cambio en la forma de entender la relación entre Estado y mercado⁸.

⁸ Referencia: Stigler, G. J. (1971). "The Theory of Economic Regulation". The Bell Journal of Economics and Management Science, 2(1), 3–21.

La teoría parte de la idea que la regulación estatal tiende a ser "capturada" por los grupos económicos que precisamente debe controlar, transformándose de esta manera en un instrumento al servicio de los intereses de los propios regulados, en vez del interés general del país.

Desde esta perspectiva, la regulación no surge entonces para proteger al consumidor o corregir fallas de mercado, sino que se convierte en un bien económico que las empresas reguladas buscan "adquirir" para obtener ventajas competitivas.

Esta dinámica altera las condiciones de libre competencia, porque las normas dejan de ser neutrales y comienzan a favorecer a los incumbentes, dificultando la entrada de nuevos actores o fijando precios superiores a los que corresponderían a un mercado bien regulado.

En consecuencia, la captura genera rentas sobre normales y debilita la fiscalización efectiva de las conductas anticompetitivas.

Por ello, desde el diseño institucional, los reguladores deben construirse con mecanismos de independencia, transparencia y rendición de cuentas, capaces de resistir presiones políticas o económicas. Así, la teoría de Stigler revela que la competencia no solo depende del mercado, sino también de la integridad y autonomía de las instituciones que lo regulan.

En su artículo clásico "The Theory of Economic Regulation" (1971), Stigler plantea que toda regulación tiende a ser "capturada" por la industria que precisamente debe regular, de suerte que la regulación termina siendo diseñada y ejecutada principalmente en su beneficio de los propios regulados en desmedro del interés común de los consumidores.

Las ideas centrales de Stigler son en síntesis las siguientes:

i. Los grupos económicos buscan usar el poder del Estado para su propio beneficio

Las empresas o industrias organizadas ejercen presión (lobby, influencia política, información, financiamiento) para que las normas se orienten a aumentar sus beneficios o para proteger sus posiciones en el mercado.

ii. El regulador no actúa como un agente neutral

A diferencia de la visión clásica (la regulación como herramienta de protección del interés público), Stigler sostiene que los reguladores son susceptibles de influencia y presión porque también responden a otros incentivos (reputación, carreras, apoyo político, recursos).

iii. La regulación se convierte en un bien económico

Las normas y permisos estatales son vistos como "bienes transables" que pueden beneficiar o perjudicar a distintos grupos.

Las empresas invierten recursos (en lobby o influencia) para "comprar" regulaciones favorables, de una forma similar a cuando invierten en publicidad o en innovación.

iv. Las industrias mejor organizadas logran capturar al regulador

Cuanto más concentrado y coordinado es un grupo (por ejemplo, un oligopolio), más capacidad tiene para influir en las decisiones públicas.

En cambio, los consumidores o ciudadanos están dispersos y tienen menor o nula capacidad de coordinación, por lo que suelen perder en ese juego político.

Según Stigler todo lo anterior se traduce en la práctica en:

- Regulaciones que limitan la competencia bajo el pretexto de "ordenar el mercado".
- Licencias o cuotas que tienen por objeto restringir la entrada de nuevos actores.
- Subsidios o precios garantizados para ciertos sectores.
- Barreras regulatorias que protegen a los incumbentes de la presión competitiva.

Stigler fue uno de los primeros en formular una teoría económica sobre la captura, explicando el comportamiento de los reguladores en términos de incentivos y poder político, no de altruismo o neutralidad. Su modelo inspiró las corrientes posteriores de la Public Choice y la Economía Política de la Regulación, donde se analizan los costos de agencia y las asimetrías de poder entre reguladores y regulados.

Por lo anterior es que Stigler sostuvo que como regla general, la regulación es adquirida por la industria y está diseñada y operada principalmente para su beneficio⁹.

La captura del regulador altera directamente las condiciones de libre competencia, ya que las normas dejan de ser neutrales y -como ya dijimos- comienzan a favorecer a los incumbentes, generando barreras de entrada artificiales y debilitando la supervisión de las conductas anticompetitivas.

En consecuencia, la captura del regulador perpetúa estructuras concentradas y reduce la eficiencia del mercado, al distorsionar la acción estatal en favor de intereses privados (recuérdese que el objeto de la regulación es precisamente emular condiciones de competencia en mercados monopólicos u oligopólicos). Por ello, el diseño institucional de los organismos reguladores debe incorporar mecanismos de independencia, transparencia y rendición de cuentas que permitan resistir las presiones políticas y económicas, asegurando que la regulación cumpla efectivamente su función de resguardar el interés público y promover mercados competitivos (o de emularlos, cuando la competencia no es posible).

6.2.2 Concepto de la captura del regulador

En concreto podría entenderse por captura del regulador a la situación en la que un órgano estatal encargado de diseñar, aplicar o fiscalizar la regulación económica de un determinado sector económico, actúa favoreciendo a los propios regulados en lugar de proteger el interés público.

6.2.3 Manifestaciones y efectos

Cuando un regulador está "capturado" se manifiesta del siguiente modo:

- Normas demasiado favorables o flexibles hacia ciertos agentes económicos (por ejemplo, regulaciones que los benefician).
- Falta de fiscalización efectiva o sanciones únicamente simbólicas ante infracciones.
- Demoras injustificadas en aplicar normas o en aprobar cambios regulatorios que favorecen a competidores más pequeños.
- Sesgos en la información oficial (por ejemplo, ocultar impactos negativos de una política sobre consumidores).

⁹ "...As a rule, regulation is acquired by the industry and is designed and operated primarily for its benefit..."

- Decisiones administrativas o técnicas sin una justificación pública clara, pero que benefician sistemáticamente a un grupo determinado.

6.2.4 Hechos que pueden ser constitutivos o indicativos de captura

Los hechos constitutivos o indicativos de captura pueden clasificarse según el tipo de vínculo entre el regulador y los regulados:

- Captura por intereses económicos (lobby o influencia indirecta).
- Presión constante de grupos empresariales sobre el regulador.
- Financiamiento por parte del regulado de estudios o consultorías técnicas que sesgan las decisiones del regulador.
- Puertas giratorias, es decir, funcionarios que pasan del sector público al privado (y viceversa), con conflictos de interés no declarados.
- Nombramiento de directivos en los órganos reguladores pero que tienen o han tenido recientemente vínculos estrechos con la industria.

6.2.5 Captura cognitiva o cultural

La Captura cognitiva o cultural se produce:

- Cuando los funcionarios del regulador adoptan una visión o un lenguaje similar al de los actores del mercado que deben controlar (por ejemplo, ver los problemas "desde la óptica de la industria").
- Cuando el regulador depende fuertemente de la información técnica o económica que sólo las empresas reguladas pueden entregar.

6.2.6 Captura política

La Captura política se produce:

- Cuando hay intervención de autoridades políticas para favorecer intereses privados específicos (por presión o simple conveniencia electoral).
- Cuando se designan autoridades regulatorias por razones políticas y que mantienen vínculos con grupos empresariales regulados.

6.2.7 Ejemplos internacionales

- FAA (Federal Aviation Administration, EE.UU.) – Caso Boeing 737 MAX. Contexto: La FAA permitió que Boeing certificara internamente parte de la seguridad del avión modelo 737 MAX, que luego tuvo dos accidentes fatales. Captura detectada: el regulador era dependiente técnicamente del fabricante que debía fiscalizar. Confianza excesiva en la información proporcionada por Boeing. Resultado práctico: regulación débil, tragedias humanas y pérdidas económicas significativas (incluso para la propia Boeing) .
- SEC (Securities and Exchange Commission, EE.UU.) –Crisis financiera de 2008. Contexto: Antes de la crisis subprime, la SEC y otras agencias financieras no intervinieron en las prácticas de riesgo extremo que adoptaron los bancos de inversión. Captura detectada: "Puertas giratorias" entre la SEC y Wall Street. Financiamiento deliberadamente insuficiente del regulador. Resultado práctico: Supervisión deficiente que permitió una crisis financiera global y pérdidas económicas significativas.
- Autoridades europeas de telecomunicaciones. Contexto: En varios países de la UE, las agencias nacionales de telecomunicaciones fueron capturadas por las empresas dominantes (antiguos monopolios estatales que habían sido privatizados). Captura detectada: Normas de interconexión que favorecían a las empresas dominantes. Retrasos en la apertura del mercado. Resultado práctico: Menor competencia, precios altos y lenta innovación.

6.3 Tratamiento del conflicto de intereses en el caso del Ministerio de Energía

6.3.1 Marco constitucional

No obstante en nuestra legislación no reconoce directamente la captura del regulador, se puede decir que se relaciona con el Principio de Probidad que rige a la administración del Estado, que debe observar todo funcionario público, incluyendo a los responsables de la regulación económica.

En efecto, el artículo 8º de la Constitución Política de Estado establece ese principio cuando señala que: "...*El ejercicio de las funciones públicas obliga a sus titulares a dar estricto cumplimiento al principio de probidad en todas sus actuaciones...*"

El Principio de Probidad implica que todas las autoridades -incluidos los ministros- deben actuar con preeminencia del interés general sobre el particular y con total transparencia.

La probidad constitucional es además la base de todas las normas posteriores sobre conflictos de interés, como la Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

El artículo 52 de esa ley define el principio de probidad administrativa como: "*...Observar una conducta funcionalia intachable y un desempeño honesto y leal de la función o cargo, con preeminencia del interés general sobre el particular...*"

Los artículos 54 y siguientes establecen las inhabilidades e incompatibilidades de los altos funcionarios públicos, incluyendo a los ministros de Estado:

a) Incompatibilidad de funciones (art. 54):

- No pueden ejercer simultáneamente otros cargos públicos o privados remunerados.
- No pueden integrar directorios, consejos o tener participación directiva en empresas del Estado o privadas que se vinculen con el área que regulan.

b) Obligación de hacer una declaración de intereses y patrimonio:

- La Ley N° 20.880, sobre probidad en la función pública y prevención de los conflictos de intereses, exige a ministros, subsecretarios y otras autoridades entregar una Declaración de Intereses y Patrimonio (DIP) pública y actualizada.
- Esta declaración debe incluir información sobre:
 - Actividades profesionales o comerciales.
 - Participaciones societarias.
 - Bienes inmuebles, inversiones y vínculos familiares con empresas.
- La declaración se publica en el portal del Consejo para la Transparencia y sirve para detectar eventuales conflictos.

c) Por su parte, la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, dispone en su artículo 12 el deber de abstención:

- Toda autoridad debe inhibirse de intervenir en decisiones en las que ella, su cónyuge o parientes hasta segundo grado tengan interés personal o económico.
- En el caso de los ministros, esto significa no participar en decisiones o resoluciones que afecten a empresas o personas con las que tengan vínculos previos o familiares.

6.3.2 Otros aspectos destacados de la sobre probidad y conflictos de Interés

De la ley Nº 19.880 sobre probidad y conflictos de interés cabe destacar los siguientes efectos:

- Conforme al artículo 1º de esta ley, existe un conflicto de intereses en el ejercicio de la función pública cuando concurren a la vez el interés general propio del ejercicio de las funciones y un interés particular, sea o no de carácter económico, de quien ejerce dichas funciones o de los terceros vinculados a él y determinados por la ley, o cuando concurren circunstancias que le restan imparcialidad en el ejercicio de sus competencias.
- Por su parte, el artículo 2º señala que todo aquel que desempeñe funciones públicas, cualquiera sea la calidad jurídica en que lo haga, deberá ejercerlas en conformidad con lo dispuesto en la Constitución y las leyes, con estricto apego al principio de probidad, y que la inobservancia de este principio acarreará las responsabilidades y sanciones que determinen la Constitución o las leyes, según corresponda.
- A su vez, el artículo 4º dispone que las siguientes personas se encuentran obligadas a realizar una declaración de intereses y patrimonio: el Presidente de la República, los ministros de Estado, los subsecretarios, los delegados presidenciales regionales, los delegados presidenciales provinciales, los gobernadores regionales, los secretarios regionales ministeriales, los jefes superiores de servicios, los embajadores, los ministros consejeros y los cónsules.
- Conforme al artículo 7º, la declaración de intereses y patrimonio deberá indicar todas las actividades y bienes del declarante como actividades profesionales, laborales, económicas, gremiales o de beneficencia, sean o no remuneradas, que realice o en que participe el declarante, incluidas las realizadas en los doce meses anteriores a la fecha de asunción del cargo.

- El artículo 7 agrega que los sujetos obligados a efectuar declaración de intereses y patrimonio podrán declarar voluntariamente toda otra posible fuente de conflicto de intereses, y que el cese en funciones del sujeto obligado no extingue su responsabilidad por las eventuales infracciones a las obligaciones del Título II de esta ley, la que podrá hacerse efectiva dentro de los cuatro años siguientes al incumplimiento.

La ley N° 20.880 profundiza además la regulación para las autoridades superiores del Estado con medidas como las siguientes:

- i. Declaración de intereses y patrimonio obligatoria y pública.
- ii. Prohibición de recibir regalos, donaciones o beneficios de personas relacionadas con el ámbito de competencia del cargo.
- iii. Inhabilidad temporal ("enfriamiento") que dispone que las ex autoridades no pueden asesorar o representar a empresas del sector regulado por un período determinado tras dejar el cargo (generalmente un año).
- iv. Fiscalización por la Contraloría General de la República, que puede instruir sumarios o aplicar sanciones administrativas por infracciones al deber de probidad.

7. Medidas correctivas para corregir los problemas identificados en el diagnóstico

Las medidas correctivas que recomienda este informe son, en síntesis, las siguientes:

- Aumentar la competencia al eliminar las barreras para ser usuario libre
- Revisar la modelación de las empresas de transmisión y distribución
- Revisar las políticas de fomento a los PMG y PMGD
- Atribuir nuevamente los cargos de transmisión a las generadoras
- Revisar el mecanismo de precios mayoristas instantáneos (costos marginales)
- Reducir los costos sistémicos y atribuirlos nuevamente a las generadoras
- Restablecer nuevamente el imperio del artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos
- Reconocer y enfrentar la captura del regulador, y
- Desarrollar e implementar una nueva institucionalidad para el sector.

A continuación pararemos a ampliarlas.

7.1 Aumentar la competencia al eliminar las barreras para ser usuario libre

En primer lugar, es preciso eliminar las actuales barreras para ser consumidor libre. Una vía para ello es modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, pero otra forma de lograr lo mismo sería iniciar una nueva consulta al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia por parte del Ministerio de Energía, destinada a reducir de 300 kW a 0 kW (cero kW) el umbral para ser cliente libre, de modo que cualquier usuario tenga el derecho a ser cliente libre, y pueda así acceder a mejores tarifas, propias de un mercado competitivo. A esta modalidad, que permite que cualquier usuario elija al generador o comercializador de energía de su preferencia, se le suele llamar "multicarrier eléctrico", en alusión al multicarrier telefónico que Chile implementó hace ya 30 años.

También sería favorable que se reconozca el derecho de los consumidores residenciales o las PYME para agruparse y subastar la compra de energía al por mayor, optando por ejemplo por el tipo de generación (renovable o térmica), por el precio ofertado o por ambos factores.

Asimismo, también es aconsejable que se eliminen de la Ley General de Servicios Eléctricos las restricciones para mudarse del régimen de cliente regulado a libre, y viceversa (la permanencia mínima de 4 años en cada régimen y el aviso con un año de anticipación).

No obstante lo anterior, también sería recomendable que las distribuidoras mantengan al menos un plan regulado para aquellas personas que no deseen optar al régimen de usuario libre.

Dado que lo anterior no será de implementación inmediata, también es recomendable que la Comisión Nacional de Energía, o las distribuidoras, inicien un proceso de revisión de los contratos de generación más antiguos, que están siendo cumplidos con energías renovables pero cobrados como si fueran térmicos y que desequilibran las tarifas que pagan hoy los clientes regulados.

Respecto de la posibilidad de revisar esos contratos, es importante tener presente que el derecho de contratos de nuestro país considera como principio fundamental el "*pacta sunt servanda*" (los pactos deben cumplirse). Sin embargo, el propio derecho de contratos también considera el "*rebus sic stantibus*" (mientras continúen así las cosas), principio este que permite modificar las condiciones iniciales de un contrato por circunstancias sobrevenidas posteriormente, que no pudieron ser tenidas en cuenta cuando las partes alcanzaron el acuerdo.

7.2 Revisar la modelación de las empresas de transmisión y distribución

Es preciso revisar y simplificar el proceso de modelación de las empresas de transmisión y distribución, de modo que los modelos correspondientes sean relativamente simples y susceptibles de ser puestos a disposición del público o de que cualquier profesional que pueda revisar los supuestos considerados en su elaboración.

De igual forma, es necesario poner fin al uso del inventario real de activos en el caso de las empresas de transmisión, y considerar en su reemplazo los activos de una empresa eficiente.

Además de lo anterior, es preciso asegurarse de que los precios regulados efectivamente impiden alcanzar rentabilidades superiores a las de la empresa eficiente, sin alterar la calidad de servicio exigida a la empresa real

7.3 Revisar las políticas de fomento a los PMG y PMGD

Debe eliminarse el precio estabilizado que favorece a los PMG y PMGD. Estos medios de generación tendrían entonces que entrar a competir con los demás generadores, en igualdad de condiciones.

También debe suspenderse el cierre forzado de las plantas a carbón, mientras puedan operar eficientemente, con bajos niveles de emisión y respetando las normas de libre competencia. Por lo mismo, tampoco se debe avanzar hacia un futuro cierre forzado de las plantas a gas natural. En general, el retiro de las plantas térmicas deberá ocurrir naturalmente, cuando pierdan su eficiencia relativa y sean desplazadas del mercado por plantas de tecnologías más avanzadas, que a la vez resulten de menor costo¹⁰.

7.4 Atribuir nuevamente los cargos de transmisión a las generadoras

Los cargos de transmisión deberían ser nuevamente de cargo de las distribuidoras generadoras (y ser siempre regulados, y bien regulados).

7.5 Revisar el mecanismo de precios mayoristas instantáneos (costos marginales)

Es preciso revisar el mecanismo actual que establece los precios mayoristas instantáneos de la electricidad (costos marginales), de modo que los generadores que compran energía a precio cero, o casi cero, a otros generadores, para revenderla a sus clientes, paguen al menos el costo alternativo de generar con sus propios medios aquella energía que compran.

7.6 Reducir los costos sistémicos y atribuirlos nuevamente a las generadoras

Los costos sistémicos deben seguir siendo de cargo de las generadoras, sin perjuicio de identificar medidas para establecerlos, en lo posible, mediante mecanismos de mercado. Más aún, todo intento por trasladar nuevos costos directamente a los usuarios finales (como el intento de trasladar los costos de las baterías), debe ser abolido.

¹⁰ Las opiniones de ambos autores sobre este párrafo específico no son necesariamente coincidentes.

7.7 Restablecer nuevamente el imperio del artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos

Respecto de la participación simultánea de la empresa State Grid en Transelec, CGE y Chilquinta, es necesario dar cumplimiento estricto al artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, exigiendo que dicha empresa desinvierta en transmisión, o bien en generación.

Es más, el Supremo Gobierno debería poner fin a cualquier intento que tenga por objeto flexibilizar la redacción actual del artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por el contrario, si se desea avanzar hacia un mercado más competitivo, sería aconsejable que cualquier grupo económico que ya controla una empresa de distribución relevante, no pueda controlar otras empresas de distribución.

Asimismo, de implementarse un sistema donde cualquier usuario pueda elegir al generador o comercializador de su preferencia, se debería reconocer el derecho de las empresas de distribución a comercializar energía eléctrica, pero esta labor tendría que ser desarrollada por medio de una empresa filial completamente separada de la distribución, que compita en igualdad de condiciones con los demás generadores y comercializadores.

7.8 Reconocer y enfrentar la captura del regulador

Para asegurar la imparcialidad y el debido cumplimiento de las funciones del Ministerio de Energía, especialmente en lo relativo a la fijación de tarifas, resulta fundamental revisar la arquitectura del regulatorio del sector eléctrico, de suerte que se eliminen -o por lo menos se restrinjan considerablemente- los efectos de la captura del regulador sobre la base del principio de la probidad.

A continuación se enumeran las principales medidas consideradas en el derecho comparado para evitar o mitigar la captura regulatoria, agrupadas por tipo de estrategia.

7.8.1 Medidas de independencia institucional

En primer lugar el regulador debe tener autonomía legal y financiera:

- En el Reino Unido, Estados Unidos o la Unión Europea, muchas agencias regulatorias se constituyen como "autoridades independientes", con personalidad jurídica y patrimonio propio, separadas del poder político directo.

- Ejemplo: Federal Trade Commission (FTC, EE.UU.) u Ofcom (Reino Unido).
- En la UE, los reguladores de energía y telecomunicaciones deben ser independientes de los gobiernos y de las empresas reguladas¹¹.
- El objetivo de lo anterior es reducir la influencia política o empresarial sobre las decisiones técnicas del regulador.

7.8.2 Medidas de transparencia y rendición de cuentas

También es necesario que exista publicidad y trazabilidad de las decisiones del organismo regulador:

- Muchos países exigen que las resoluciones regulatorias sean públicas y fundadas, con participación ciudadana y acceso a la documentación técnica de respaldo.
- Ejemplo: en la Unión Europea, el Reglamento (CE) Nº 1049/2001 garantiza el acceso a documentos públicos, incluyendo los de las autoridades regulatorias.
- En Estados Unidos, la Administrative Procedure Act (APA) exige que toda nueva regulación pase por consultas públicas ("notice and comment rulemaking"), lo que permite controlar la influencia privada.
- El objetivo de lo anterior es evitar decisiones discretionales o poco justificadas, e impedir que la información se concentre en manos de los regulados.

7.8.3 Control de los conflictos de interés y de las "puertas giratorias"

También es necesario regular el tránsito de funcionarios y directivos entre el sector público y el sector privado:

- Algunos países han establecido períodos de "enfriamiento" ("cooling-off periods") que impiden que ex funcionarios del organismo regulador trabajen en empresas reguladas inmediatamente después de dejar sus cargos.
- Ejemplo: en la UE, el Código de Conducta de la Comisión Europea impone un periodo de 2 años (extendido a 3 años para los comisarios).
- En EE.UU., la Ethics in Government Act y otras normas limitan la participación de ex funcionarios en casos relacionados con su antigua agencia.
- El objetivo de lo anterior es prevenir la captura por vínculos directos personales o económicos.

¹¹ Directivas 2009/72/CE y 2009/140/CE.

7.8.4 Diversificación de fuentes de información y contrapesos técnicos

Es necesario que los reguladores cuenten con órganos asesores, controles y contrapesos ("checks and balances") y mecanismos para efectuar auditorías:

- Algunos países crean consejos consultivos independientes, con representación académica, social y de consumidores, para evitar que el regulador dependa exclusivamente de la información proveniente del sector regulado.
- Ejemplo: Ofgem (regulador británico de energía) cuenta con el "Consumer Panel" y con auditorías externas.
- En Australia, la Productivity Commission realiza evaluaciones periódicas del desempeño de los reguladores.
- El objetivo de lo anterior es romper la dependencia informativa y cognitiva respecto de la industria.

7.8.5 Participación ciudadana y control judicial

También es necesario que haya mecanismos participativos:

- En la OCDE y la UE se promueve el principio de "Better Regulation", que incluye consultas públicas amplias y de evaluación del impacto regulatorio (RIA).
- En Canadá y EE.UU. los ciudadanos o asociaciones pueden impugnar judicialmente decisiones regulatorias si demuestran interés legítimo.
- El objetivo de lo anterior es ampliar la vigilancia social y judicial sobre los reguladores.

7.8.6 Medidas de transparencia en el lobby

Otra medida importante es que siempre haya registros obligatorios y trazabilidad de las reuniones:

- En la Unión Europea, Estados Unidos y también en Chile, existen registros públicos de lobby, donde se documentan las reuniones entre empresas y autoridades regulatorias.
- Ejemplo: "Transparency Register y Lobbying Disclosure Act" (EE.UU.); Ley del Lobby N° 20.730 (Chile).
- El objetivo de lo anterior es visibilizar la influencia privada y permitir un control público sobre las interacciones con el regulador, aunque en el caso de Chile podría ser necesario perfeccionar esa normativa.

7.8.7 Evaluación ex post y rendición de cuentas ante el parlamento

- Algunos países establecen evaluaciones periódicas del desempeño del regulador, a cargo de organismos externos o del Parlamento.
- Ejemplo: El "Government Accountability Office" (GAO) en los EE.UU. audita regularmente a agencias federales; en el Reino Unido, los reguladores deben presentar informes anuales al Parlamento.
- El objetivo de lo anterior es reforzar la legitimidad del regulador y corregir eventuales sesgos institucionales.

7.9 Desarrollar e implementar una nueva institucionalidad para el sector

Es indispensable que el Supremo Gobierno revise, simplifique y en lo posible reduzca los roles actuales del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador Eléctrico Nacional y el Panel de Expertos, de modo que el país empiece a confiar más en el mercado. Merece especial atención el excesivo poder e injerencia que ha asumido el Coordinador Eléctrico Nacional en la operación del sistema eléctrico, en desmedro de un mercado más libre y competitivo.

También es indispensable que el Supremo Gobierno desarrolle y proponga una nueva Ley General de Servicios Eléctricos, mucho más simple que la actual, que sólo aborde los principios rectores generales de la industria, y que los detalles técnicos -muchos de los cuales hoy forman parte de la Ley General de Servicios Eléctricos- sean abordados mediante normas complementarias o reglamentos específicos.

8. Conclusiones y recomendaciones

A través de este informe han sido evidenciados los principales problemas por los que atraviesa la regulación del sector eléctrico, que de un modo u otro han dado origen a un sostenido aumento en los precios de la energía eléctrica, tanto para los clientes libres y muy especialmente para los clientes regulados, como se aprecia en la tabla 5.

Precio de electricidad en el mundo

Valores de la energía para hogares, marzo de 2025.



Tabla 5 - Comparación de precios de la electricidad para un consumo mensual de 250 kWh¹²

De acuerdo a esa tabla, Chile es el segundo país más caro en Latinoamérica, después de Guatemala.

El informe también propone una serie de medidas para corregir lo anterior, siendo las más importantes las que dicen relación con aumentar la competencia y con modernizar y simplificar la compleja regulación del sector.

¹² El Mercurio, edición del 4 de noviembre de 2025.

Anexo 1 - Principales acrónimos empleados en este informe

CGE	Compañía General de Electricidad Industrial
CID	Costo Incremental de Desarrollo
CLP	Pesos chilenos
CO ₂	Dióxido de carbono
CTLP	Costo Total de Largo Plazo
DL	Decreto ley
GW	Giga Watt (1.000 MW)
GWh	Giga Watt hora
IPC	Índice de precios al consumidor
kW	kilo Watt (1.000 Watt)
kWh	kilo Watt hora
MW	Mega Watt (1.000 kW)
MWh	Mega Watt hora
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PMG	Pequeños medio de generación
PMGD	Pequeños medio de generación distribuida
PYME	Pequeñas y medianas empresas
UE	Unión Europea
USD	Dólares de los EE.UU. de NA
MUSD	Millones de Dólares de los EE.UU. de NA
IPC	Índice de Precios al Consumidor