

INFORME DISCUSIÓN

MESA TÉCNICA ASESORA LEY N°21.667

MODIFICA DIVERSOS CUERPOS LEGALES,
EN MATERIA DE ESTABILIZACIÓN TARIFARIA



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	5
II.	RECURSOS NECESARIOS PARA LA COBERTURA DEL SUBSIDIO ELÉCTRICO	9
III.	INCREMENTO TRANSITORIO AL IMPUESTO VERDE	36
IV.	APORTE FISCAL CON CARGO A LA RECAUDACIÓN ADICIONAL DE IVA ASOCIADA AL ALZA DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD	42
V.	MECANISMO DE RECAUDACIÓN CON CARGO A LOS RETIROS Y BOLSA PYMES	47
VI.	NUEVAS IDEAS PARA AUMENTAR FINANCIAMIENTO DEL SUBSIDIO	52
VII.	OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DEL EJECUTIVO	59
VIII.	OTRAS POLÍTICAS DESTINADAS A DISMINUIR EL ALZA DE LA TARIFA ELÉCTRICA PARA LOS CLIENTES REGULADOS	66

I

INTRODUCCIÓN



En el contexto de la tramitación de la actual ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, se dispuso la creación de una *mesa técnica* en la que se evaluarán otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio transitorio a que se refiere el artículo sexto transitorio de la misma ley, como también otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados.

- **Origen legal de la mesa**

El artículo octavo transitorio de la ley N°21.667 señala que:

“Dentro de los treinta días corridos contados a partir de la publicación de esta ley, los Ministerios de Energía, de Hacienda y de Desarrollo Social y Familia, junto con las y los integrantes de las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado, constituirán una mesa técnica asesora que durará cuatro meses desde su constitución, que tendrá por objeto evaluar otras fuentes de financiamiento, a efectos de aumentar el monto anual de subsidio transitorio a que se refiere el artículo sexto transitorio, así como otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. En dicha mesa técnica asesora se deberá garantizar la participación de los actores del mercado eléctrico y de la sociedad civil, especialmente aquellas organizaciones que agrupen a distintos tipos de consumidores.

La mesa técnica asesora tendrá una Secretaría Ejecutiva, a cargo de un representante del Ministerio de Energía, quien se encargará de las coordinaciones necesarias y de los requerimientos para su adecuado funcionamiento.

Transcurrido el plazo indicado en el inciso primero, la mesa técnica asesora deberá remitir al Ministerio de Energía y a las Comisiones de Minería y Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional un informe con las recomendaciones y conclusiones asociadas a los objetivos indicados en el inciso primero.”.

- **Anuncio del Ejecutivo por aumento del subsidio**

A partir del anuncio del Ejecutivo respecto a la ampliación del Subsidio Eléctrico, en la sesión de 1 de julio, se definió por la mesa técnica, por la mayoría de sus miembros presentes, como plan de acción y de trabajo para facilitar la presentación de un proyecto de ley durante el mes de agosto, dedicar las siguientes sesiones de la mesa a la revisión y estudio de los pilares que servirían para financiar el aumento del subsidio. Los pilares discutidos fueron los siguientes:

- I.- Aumento temporal del impuesto al carbono;
- II.- Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA que estará asociada al alza de tarifas de electricidad y;
- III.- Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros y bolsa pymes.

- **Trabajo de la mesa y participación**

La Mesa, analizando los pilares que el Ejecutivo presentó, sostuvo un total de 9 sesiones, con la participación del Ministerio de Energía, representantes mandatados por el Ministerio de Hacienda y del Ministerio de Desarrollo Social y Familia. Conjuntamente, ha contado con la participación de diputadas y diputados miembros de la Comisión de Minería y Energía, senadoras y senadores de

la Comisión de Minería y Energía, parlamentarios de ambas cámaras, representantes de la Dipres, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de asesores parlamentarios, expertos, académicos, gremios del sector energía y representantes de la sociedad civil.

A continuación, se indica el cronograma sesiones realizadas y las materias tratadas en las sesiones:

Fecha de sesión	Tema	Link de video
1 de julio	1.- Anuncio aumento subsidio	https://www.youtube.com/watch?v=0KZi6kBwXFQ
4 de julio	1.- Estado del proceso de postulación al subsidio eléctrico. 2.- Objetivos de recaudación asociados a las medidas de ampliación del subsidio.	https://www.youtube.com/watch?v=WNWtASahm28
8 de julio	1.- Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA que estará asociada al alza de tarifas de electricidad, 2.- Aumento temporal al impuesto al carbono y aumento temporal del cargo adicional del Cargo por Servicio Público correspondiente a mayores consumidores industriales.	https://www.youtube.com/watch?v=1pRq4BYtQIA&t=925s
11 de julio	1.- Puntos pendientes en materia de IVA, particularmente, se recibirán las propuestas de los asesores	https://www.youtube.com/watch?v=8wFAEMTJ1h8&t=563s
17 de julio	1.- Presentación del proceso de postulación al subsidio.	https://www.youtube.com/watch?v=CoqZcl3rPAQ&t=2728s
18 de julio	1.- Presentación ministerio y consultas en materia impuesto al carbono 2.- Citación a representantes de empresas generadoras para referirse a los intereses de la deuda y escuchar su opinión respecto a la condonación de los mismos 3.- Citación a representantes de empresas distribuidoras, para que expongan sobre sistema de pagos de morosos e intereses de los mismos 4.- Exposición del experto en energía Javier Piedra, "El impacto del subsidio en las cuentas de la luz"	https://www.youtube.com/watch?v=molR3NsC6Mk&t=291s
25 de julio	1.- Registro Social de Hogares 2.- Propuesta de ampliación y condiciones financieras (Se discutió sobre la posibilidad de renegociación de contratos).	https://www.youtube.com/watch?v=6Zup_qZwhwk

29 de julio	1.- Electrodependientes 2.- PMGD	https://www.youtube.com/watch?v=G4kFHt2YG54
1 de agosto	1.- PMGD	https://www.youtube.com/watch?v=zdo99wR6XRE

II

RECURSOS NECESARIOS PARA LA COBERTURA DEL SUBSIDIO ELÉCTRICO



A.- Primer proceso de postulación al subsidio eléctrico

El 30 de abril de 2024 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria, la cual establece en su artículo sexto transitorio un subsidio eléctrico al pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales, facultad que ya contenida en el artículo N°151 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Dicho subsidio eléctrico se encuentra regulado mediante el Decreto Exento N°136 del Ministerio de Energía, suscrito además por el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Desarrollo Social y Familia. A

su vez, y en el caso de la primera convocatoria (julio de 2024), la Resolución Exenta N°18 del Ministerio de Energía incluye detalles sobre los plazos de postulación y el monto máximo de recursos disponibles para este proceso.

En este sentido, se presentan los resultados de la primera convocatoria de postulación a dicho subsidio, la cual se efectuó desde el 01 al 14 de julio de 2024, a través de la plataforma del Gobierno de Chile www.subsidioelectrico.cl y también de manera presencial a través de las sucursales de Chile Atiende.

Se recibieron un total de **1.611.803 postulaciones a nivel nacional**¹. A continuación, se presenta la distribución regional de las postulaciones.

Tabla n°1: Postulaciones distribuidas a nivel de región.

Región	Cantidad postulaciones	Total tramo 0%-40% RSH	% postulaciones v/s tramo 0%-40% RSH
Arica y Parinacota	18.815	74.017	25%
Tarapacá	17.690	85.889	21%
Antofagasta	25.259	117.374	22%
Atacama	25.814	82.670	31%
Coquimbo	73.330	212.143	35%
Valparaíso	167.064	513.771	33%
Metropolitana de Santiago	481.363	1.665.649	29%
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	102.472	282.331	36%
Maule	151.401	355.174	43%
Ñuble	75.165	154.618	49%

¹ Estos datos corresponden a la primera postulación, fecha en la que se realizó la primera parte del informe.

Biobío	174.864	416.096	42%
Araucanía	130.248	307.689	42%
Ríos	48.986	124.002	40%
Los Lagos	95.556	245.349	39%
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	11.483	29.179	39%
Magallanes y de la Antártica Chilena	12.289	36.429	34%

Fuente: Elaborado con datos del Ministerio de Desarrollo Social y Familia.

De acuerdo con las simulaciones realizadas por el Ministerio de Energía, para poder beneficiar al total de los hogares postulantes del primer proceso de postulación, se requieren aproximadamente **USD 57 MM**.

Tabla n°2: Recursos requeridos para poder beneficiar al total de los hogares que participaron del primer proceso de postulación.

	2024 (USD MM)
Postulaciones totales del primer proceso de postulación	57

Fuente: Elaboración propia. * Estos datos son simulaciones del Ministerio de Energía.

La Ley N°21.667 de estabilización de tarifas, en su Artículo Sexto Transitorio establece que, durante los años 2024, 2025 y 2026, para el financiamiento del subsidio se podrán destinar hasta un monto anual máximo de 120 millones de dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional, del Fondo de Protección de Tarifas, establecido en el Art. 212°-14 de la LGSE, así como los demás recursos que disponga la ley.

B.- Propuesta de ampliación de cobertura.

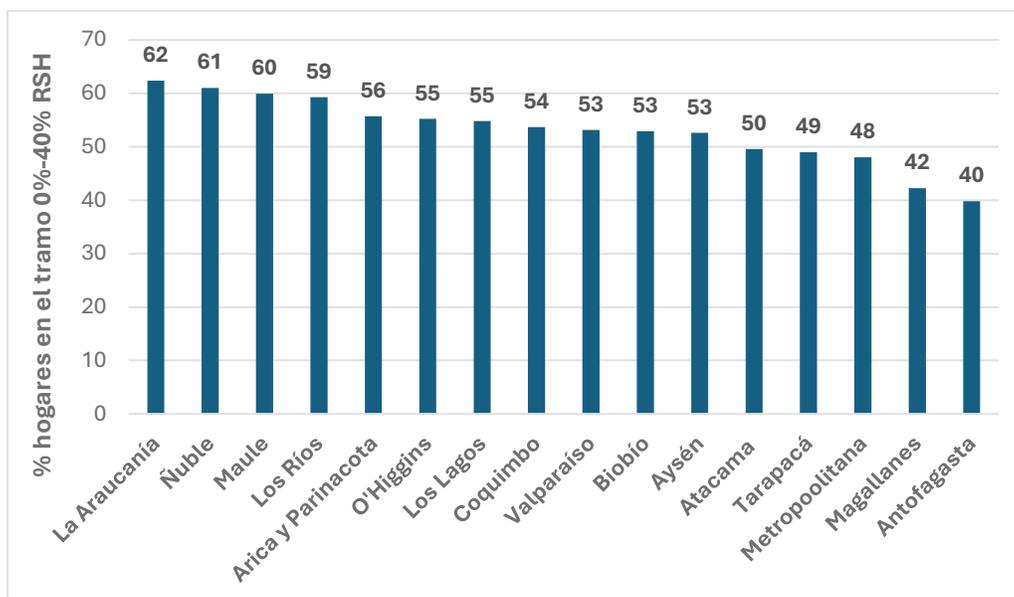
En el contexto del anuncio que propone aumentar el subsidio eléctrico para los hogares vulnerables del país y la Mesa Técnica Asesora de la Ley N°21.667 de estabilización de tarifas se presentaron las siguientes medidas de ampliación de cobertura:

1.- Hogares pertenecientes al tramo del 40% del Registro Social de Hogares:

Se propone la ampliación de la cobertura del subsidio eléctrico para todos los hogares que pertenecen al tramo del 40% de menores ingresos y mayor vulnerabilidad socioeconómica según la calificación del Registro Social de Hogares (RSH). Según datos del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, hasta abril 2024 existen 4.723.542 hogares que pertenecen al tramo indicado a lo largo del país.

En el siguiente gráfico se presenta los porcentajes totales de los hogares que pertenecen al tramo 40% en relación con la población total de la región respectiva. Es decir, para el caso de Antofagasta, el 40% del total de la población pertenece al tramo de mayor vulnerabilidad socioeconómica y de menores ingresos.

Gráfico n°1: Distribución regional de porcentaje hogares en el tramo 0% - 40% RSH.



Fuente: Elaboración propia

Los recursos requeridos para la cobertura del total de los hogares que pertenecen al tramo del 40% del Registro Social de Hogares, considerando las simulaciones de gastos para este primer proceso, son aproximadamente **USD 1233 MM**.

A continuación se presenta el desglose de financiamiento anual.

Tabla n°3: Recursos necesarios para cobertura del total de hogares pertenecientes al tramo del 40% del RSH.

	2024 (USD MM)	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Hogares 40% RSH	57	499	462	215	1233

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía.

2.- Hogares suministrados por Sistemas Medianos.

Se propone la incorporación de un subsidio especial para los hogares suministrados por sistemas medianos o "SSMM" de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes que pertenezcan al tramo 40% del RSH.

Los sistemas medianos de distribución eléctrica, se definen como sistemas eléctricos con capacidad instalada entre los 1.500 kW y los 200 MW. Estos se concentran principalmente en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes. Debido a que los clientes que pertenecen al tramo del 40% del RSH presentan mayores dificultades para cubrir el consumo de energía en relación a las necesidades básicas de sus hogares, la propuesta incorpora un subsidio especial para estos.

A continuación, se presenta la tabla n°4 que identifica la cantidad de usuarios suministrados por sistemas medianos de distribución y eléctrica en las regiones mencionadas anteriormente, que al mismo tiempo pertenecen a hogares del tramo 40% de menores ingresos y mayor vulnerabilidad socioeconómica.

Tabla n°4: Usuarios de Sistemas Medianos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

Región	Los Lagos	Aysén	Magallanes	Total
Usuarios	4.481	29.384	36.703	70.568

Fuente: Elaboración del Ministerio de Energía con datos proporcionados por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia a marzo de 2024.

En la tabla n°5 se presentan los recursos necesarios anualmente para poder beneficiar al total de los hogares pertenecientes al tramo 40% del RSH que son suministrados por SSMM de distribución. **En resumen, se requiere un total de USD 31 MM para los tres periodos definidos.**

Tabla n°5: Sistemas medianos.

	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Sistemas Medianos	13	12	6	31

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía

3.- Hogares con personas electrodependientes:

Se propone incorporar un subsidio especial para los hogares con personas electrodependientes, el cual establezca un aumento al actual descuento de 50 kWh/mes definido en la Ley N° 21.304. Específicamente, la propuesta plantea aumentar el beneficio a 200 kWh/mes para que el subsidio eléctrico pueda cubrir 150 kWh/mes. Según información de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), a mayo de 2024 existen 9.765 personas electrodependientes que se encuentran inscritas en el registro de personas electrodependientes y reciben el descuento mensual de 50 kWh.

En relación con los datos anteriores, se presenta a continuación la tabla n°6 que identifica los recursos aproximados necesarios para asignar el beneficio de 150 kWh/mes a las personas inscritas en los registros de personas electrodependientes. **Para la cobertura de este beneficio se requieren alrededor de USD 9 MM.**

Tabla n°6: Personas electrodependientes.

	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Electrodependientes	4	3	2	9

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía

C.- Resumen de los recursos requeridos.

La propuesta contempla ampliar la cobertura del subsidio eléctrico a:

- Todos los hogares pertenecientes al tramo del 40% del RHS.
- Subsidio especial a los hogares del tramo 40% que se suministran por sistemas medianos de distribución eléctrica en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.
- Subsidio especial de 150 kWh/mes para las personas electrodependientes.

Para ello, según los análisis preliminares del Ministerio de Energía se requieren **USD 1273 MM** para los años 2025, 2026 y 2027. Además, se considera el gasto total para el primer proceso de postulación del año en curso.

Tabla n°7: Recursos totales anuales.

	2024 (USD MM)	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Hogares 40% RSH	57	499	462	215	1233
Sistemas Medianos	0	13	12	6	31
Electrodependientes	0	4	3	2	9
Recursos anuales	57	516	478	222	1273

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía

La Ley N°21.667 estableció para los años 2024, 2025 y 2026 un máximo anual de USD 120 MM para la cobertura del subsidio eléctrico, esto es un total de **USD 360 MM** para financiar el beneficio para los años anteriormente indicados, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla n°8: Recursos totales y existentes.

	2024 (USD MM)	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Hogares 40% RSH	57	499	462	215	1233

Sistemas Medianos	0	13	12	6	31
Electrodependientes	0	4	3	2	9
Recursos anuales	57	516	478	222	1273
Recursos Ley N°21.667	120	120	120	0	360

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía

Según los análisis preliminares del Ministerio de Energía, son requeridos un total de **USD 1273 MM**, de los cuales, la Ley N°21.667 sólo dispone USD 360 MM para la cobertura del beneficio en los años 2024, 2025 y 2026.

[Tabla n°9: Total recursos requeridos.](#)

	2024 (USD MM)	2025 (USD MM)	2026 (USD MM)	2027 (USD MM)	Total
Hogares 40% RSH	57	499	462	215	1233
Sistemas Medianos	0	13	12	6	31
Electrodependientes	0	4	3	2	9
Recursos anuales	57	516	478	222	1273
Recursos Ley N°21.667	120	120	120	0	360
Recursos requeridos	0	333	358	222	913

Fuente: Simulaciones del Ministerio de Energía.

Finalmente, se requieren aproximadamente USD 913 MM para financiar la propuesta de ampliación del Subsidio Eléctrico para los años 2025, 2026 y 2027.

III

**INCREMENTO
TRANSITORIO AL
IMPUESTO VERDE**



Antecedentes

La Ley 20.780 de 2014, que aprueba la reforma tributaria, estableció un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas tuvieran una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt. Adicionalmente, la ley estableció que el impuesto verde no afectaría el cálculo de los costos marginales del sistema eléctrico, motivo por el cual incorporó un mecanismo de cálculo y pago de compensaciones para aquellas unidades generadoras cuyo costo total unitario sea mayor o igual al costo marginal en un período de tiempo. El costo total unitario equivale, en este caso, al costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto.

Mediante la reforma tributaria de 2020, aprobada por Ley 21.210, se reemplazó el umbral técnico de gravamen, por un umbral de emisiones que gravará las fuentes emisoras que, individualmente o en su conjunto, emitan 100 o más toneladas anuales de material particulada (MP), o 25.000 toneladas anuales de dióxido de carbono (CO₂). Este nuevo límite, junto a otros cambios introducidos en la reforma, como el Sistema de Compensación de Emisiones, entraron en aplicación durante 2023.

Objetivo

Definir modificaciones legales que permitan una recaudación adicional para el subsidio eléctrico transitorio establecido en la Ley 21.667, proveniente de erario fiscal, pero a través de un ingreso transitorio a arcas fiscales proveniente de un incremento temporal a la tasa del impuesto verde de 5 dólares por tonelada de CO₂, llegando a una tasa efectiva y transitoria de 10 dólares por tonelada de CO₂.

Para alcanzar este objetivo, en 3 sesiones de la Mesa Técnica Asesora² mandatada por el artículo octavo transitorio de la Ley 21.667 se expusieron características y detalles de la propuesta, posiciones de agentes del sector y se estableció un debate técnico al respecto.

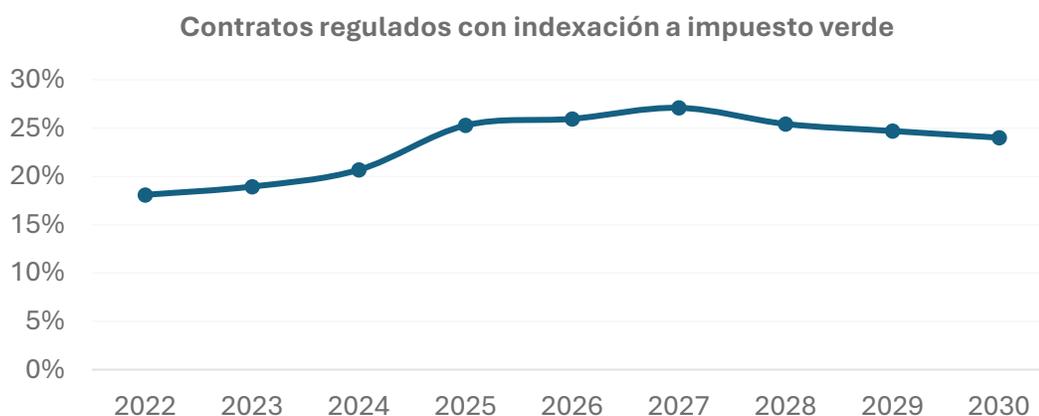
Efectos temporales

Frente a la aplicación de la medida legal transitoria, se debe considerar los siguientes efectos temporales:

- Recaudación neta proyectada en torno a 80 millones de dólares anuales, lo cual incluye una reducción de 27% de la recaudación esperada bruta, considerando el beneficio fiscal del impuesto verde, que le permite reducir de la base imponible al impuesto de primera categoría, este concepto.

² Sesiones del 13 de junio, 8 de julio y 18 de julio de 2024.

- Incremento asociado al pago de Compensación tipo A y efectos en suministradores de origen renovable. Para una tasa de impuesto verde que duplique la actual, el pago por compensación tipo A podría incrementarse hasta 5 veces, no obstante, considerando la eliminación de la compensación tipo B durante 2023, aún estarían muy por debajo de lo que se pagó vía compensaciones hasta 2022.
- Incremento del gravamen para todas las fuentes de generación, impactaría en los sistemas medianos, particularmente en la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., EDELMAG. Debido a lo anterior, se propone una exención para SSMM, en relación con la sobretasa temporal.
- Incremento de tarifa eléctrica producto de contratos de suministro a clientes regulados con indexación al impuesto verde, y PPA entre suministradores y clientes libres que contemplen indexaciones similares. En el caso de clientes regulados, un porcentaje del total de la demanda posee indexación asociada al impuesto verde, en particular, dos contratos suscritos en el segundo llamado de la licitación SIC 2013/03, por 4.000 GWh-año y 5.040 GWh-año. Por esta razón, la sobretasa temporal de incremento al impuesto no impactará las indexaciones asociadas a dichos contratos, los cuales además están indexados a CPI³, gas, carbón, diésel.



MARCO LEGAL

Para lograr el objetivo anterior, el proyecto de ley debe incorporar modificaciones al artículo 8° de la Ley N°20.780, que define las fuentes gravadas, la tasa aplicada, y la metodología de cálculo de compensaciones. En particular, se tratará de un artículo transitorio que incluirá una sobretasa temporal al impuesto.

JUSTIFICACIÓN EXCLUSIÓN DE SSMM DE AUMENTO DE IMPUESTO VERDE

Es necesario aclarar que la sobretasa no se aplica sobre todas las fuentes emisoras de contaminantes gravados por el impuesto a las emisiones de fuente fija, sino únicamente a empresas eléctricas.

³ CPI: Indicador de precios al consumidor de los Estados Unidos de América.

Ahora bien, respecto a la justificación de la exclusión de los sistemas medianos, se debe tener presente que en estos sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts, las tarifas son fijadas por el Ministerio de Energía cada 4 años sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, encontrándose incluso regulada la expansión del segmento de la generación de energía eléctrica.

Adicionalmente, el sistema de compensaciones asociado al impuesto a las emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N°20.780 no aplica a los SSMM, por lo que las empresas que operan en ellos deben asumir directamente la totalidad del costo del impuesto a las emisiones de fuente fija, sin compensación alguna por parte de otras empresas generadoras.

En este contexto, al momento de calcular las tarifas aplicables a los sistemas medianos se consideran los montos que las empresas generadoras deben pagar por concepto de impuesto a las emisiones de fuente fija, traspasando directamente este costo a los clientes regulados⁴;

Conforme a lo anterior, si esta sobretasa se aplica a las empresas que operan en los sistemas medianos, de acuerdo a la regulación de las tarifas de estos sistemas, los costos económicos asociados a esta medida se traspasarán directamente a los clientes sometidos a regulación de precios sin compensación alguna y, a través del mecanismo de los precios de nudo promedio, se traspasarán a las tarifas de todos los clientes sometidos a regulación de precio, agravando con esto el alza de las tarifas asociadas a estos sistemas.

De esta forma, la razonabilidad de la medida que permite establecer un tratamiento diferenciado para excluir a los SSMM del aumento de la sobretasa de impuesto verde radica en las particularidades de la tarificación y el eventual aumento de tarifas de clientes regulados.

Centrales gravadas

A continuación, se presentan las centrales de generación eléctrica gravadas durante 2023, y su participación en el gravamen de CO2 particular a la generación eléctrica, en millones de dólares de los Estados Unidos.

⁴ Punto 4.2.10.5 Impuesto a las emisiones de fuente fija, Informe Técnico Definitivo, Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, Cuadrienio 2022-2026, aprobado por la Resolución Exenta N° 16, de 24 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de Energía.

RUT	ESTABLECIMIENTO	Total CO2	Monto	%
91081000-6	ENEL GENERACION CHILE S.A.	2.992.975	\$ 14.964.877	15,2%
76418918-3	GUACOLDA ENERGIA SPA	2.945.680	\$ 14.728.400	15,0%
96505760-9	COLBUN S A	2.690.385	\$ 13.451.923	13,7%
76004976-K	EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS SPA	2.511.163	\$ 12.555.813	12,8%
76085254-6	EMPRESA ELECTRICA COCHRANE S.P.A.	2.135.835	\$ 10.679.173	10,9%
94272000-9	AES ANDES S A	1.459.190	\$ 7.295.950	7,4%
88006900-4	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	1.022.860	\$ 5.114.298	5,2%
76538731-0	GENERADORA METROPOLITANA SPA	922.458	\$ 4.612.292	4,7%
96814370-0	EMPRESA ELECTRICA VENTANAS SPA	723.105	\$ 3.615.525	3,7%
76629030-2	KELAR S.A.	656.115	\$ 3.280.576	3,3%
76708710-1	CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA S A	494.746	\$ 2.473.729	2,5%
76004531-4	ENERGIA PACIFICO S.A.	328.508	\$ 1.642.540	1,7%
76008306-2	EMPRESA ELECTRICA CAMPICHE SPA	315.229	\$ 1.576.143	1,6%
88221200-9	EMPRESA ELECTRICA DE MAGALLANES S A	178.290	\$ 891.450	0,9%
76045612-8	ELECTRICA NUEVA ENERGIA S.A.	121.787	\$ 608.937	0,6%
76166356-9	ENERGIA LEON S.A	74.623	\$ 373.116	0,4%
76326949-3	CENTRAL COLMITO S.A.	37.855	\$ 189.275	0,2%
76009904-K	GENERADORA ANTILHUE SPA	26.541	\$ 132.707	0,1%
76186388-6	SAGESA S.A.	21.119	\$ 105.597	0,1%
76284294-7	LOS GUINDOS GENERACION SPA.	8.599	\$ 42.997	0,0%
Total		19.667.063	\$ 98.335.317	100,0%

Intervención de otras partes

En el contexto de la presentación de esta propuesta en la mesa técnica, intervinieron agentes del sector. En particular, los gremios Generadoras de Chile y GPM, indicaron que el incremento del impuesto verde debiese considerar su respectiva incorporación al costo variable para internalizarse al mercado spot de corto plazo.

Al tratarse de una medida legislativa transitoria de corto plazo, el Ejecutivo ha decidido mantener la opción de incrementar la tasa de impuesto verde de manera temporal, manteniendo el actual mecanismo de internalización de costos mediante el mecanismo de compensación tipo A vigente, que asegura que en un año calendario, las centrales gravadas con el impuesto verde, no quedarán afectas a condiciones de pérdidas inframarginales, producto del gravamen aplicado.

Conclusiones

- El incremento temporal de la tasa del impuesto verde a las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, de 5 a 10 dólares la tonelada de CO₂, permitirán recaudar cerca de 80 millones de dólares netos para asegurar la contribución al subsidio eléctrico.
- La recaudación debe estimarse en montos brutos, considerando que el gravamen al impuesto verde contempla un beneficio tributario que le permite descontar renta imponible al impuesto de primera categoría, actualmente fijado en 27%.

- La aplicación de la medida de incremento temporal de la tasa del impuesto verde se llevará a cabo para la operación real 2024, 2025 y 2026, asociada a los ejercicios de operación renta de abril de los años 2025, 2026 y 2027.
- Habiéndose eliminado la Compensación B durante 2023, si bien el incremento temporal de la tasa al impuesto verde generará un incremento de la Compensación A, las proyecciones indican que éste será muy inferior al que se presentaba previo a 2023, en órdenes de magnitud de 10 veces menor.

IV

**APORTE FISCAL CON
CARGO A LA
RECAUDACIÓN
ADICIONAL DE IVA
ASOCIADA AL ALZA
DE TARIFAS DE
ELECTRICIDAD**



Mesa técnica tarifas eléctricas: metodología estimación de recaudación por IVA atribuible al alza de tarifas

La experiencia ha demostrado que las variables que mejor permiten proyectar los ingresos fiscales por IVA son los agregados macroeconómicos, en especial la demanda interna. Cambios en cantidades o precios de bienes o servicios individuales tienden a compensarse unos a otros. Por lo tanto, la regla general para proyectar ingresos fiscales por IVA es utilizar agregados macroeconómicos, además de incorporar cambios normativos relevantes, si los hay.

Sin embargo, el aumento de las tarifas eléctricas presenta particularidades. En primer lugar, un descongelamiento tras cinco años, que incide en aumentos en los precios significativamente por sobre el resto de los bienes. En segundo lugar, un peso dentro del gasto de las familias relevante, del orden del 2% de la canasta de consumo. Estas particularidades justifican considerar una proyección de la recaudación neta de IVA producto de los cambios tarifarios, estimada de manera separada de la aproximación usual basada en estos agregados macroeconómicos.

La mesa técnica de tarifas acordó que la totalidad de la mayor recaudación neta de IVA producto del aumento de las tarifas se utilizará como aporte fiscal para ampliar la cobertura del subsidio transitorio a las cuentas de la energía eléctrica.

Metodología propuesta por el Ejecutivo para estimar la recaudación neta de IVA

La mayor recaudación de IVA debido al aumento de tarifas proviene exclusivamente de los clientes residenciales. En el caso de los clientes comerciales, el IVA soportado se utiliza como crédito contra los débitos de IVA determinados, por lo que no se genera una recaudación adicional. El consumo residencial representa aproximadamente el 50% del consumo total de los clientes regulados. En el cuadro 1, se muestra la proyección utilizada para el consumo residencial de clientes regulados entre el segundo semestre de 2024 y el año 2027.

Cuadro N°1: Consumo residencial clientes regulados (mWh)

Año	Consumo residencial
2024 2° sem.	7.655.872
2025	15.509.153
2026	15.878.846
2027	16.305.454

Fuente: Ministerio de Hacienda en base a información del Ministerio de Energía y la CNE

Por otra parte, se requiere estimar el aumento de las tarifas residenciales. Para ello, se utiliza la proyección hecha por el Banco Central en el Informe de Política Monetaria (IPOM) de Junio de

2024. Según este informe, las tarifas residenciales crecerán un 59% en promedio durante el primer semestre de 2025, con respecto al primer semestre de 2024. Sin embargo, parte de este aumento se revertirá en los dos procesos tarifarios posteriores, con lo que el incremento tarifario permanente respecto al primer trimestre de 2024 alcanza un 43%. El cuadro dos resume las proyecciones de alzas tarifarias para el período analizado.

Cuadro N°2: Aumento de tarifas residenciales (% respecto al 1° semestre de 2024)

Año	Incremento promedio tarifas residenciales
2024 2° sem.	31%
2025	51%
2026	43%
2027	43%

Fuente: Ministerio de Hacienda en base a información del Banco Central y Ministerio de Energía

A partir de la proyección de demanda residencial y del incremento promedio de las tarifas residenciales, se construye una estimación de mayor IVA bruto, que representa la recaudación que se obtiene directamente debido al alza en las tarifas.

El espacio de gasto se determina a partir de la proyección de ingresos totales del fisco, las que siempre consideran el efecto neto de cualquier cambio normativo, macroeconómico o sectorial. En este caso, las alzas permanentes de las tarifas necesariamente reducen el espacio presupuestario de las familias para gastar en otros bienes o servicios, muchos de los cuales también están afectos a IVA.

La magnitud de esta reducción se proyecta utilizando una estimación de la propensión al consumo, que se define como el efecto de un cambio en la disponibilidad presupuestaria permanente de los hogares sobre sus decisiones de gasto. Se utiliza un valor para la propensión al consumo de 0,84, que corresponde al valor promedio de los cinco quintiles para la propensión al consumo proyectada por el Banco Central el año 2020⁵. Esto quiere decir que, por cada \$1 de reducción en la disponibilidad presupuestaria permanente, el gasto de los hogares se reduce en promedio en \$0,84.

Asimismo, si bien la mayoría de los bienes y servicios están gravados con IVA, existen algunos componentes de la canasta de consumo relevantes y que están exentos: por ejemplo, el transporte de pasajeros, el gasto en arriendo de viviendas no amobladas, o los servicios de salud y educación. Utilizando información de la Encuesta de Presupuestos Familiares, se proyecta que el 22% del gasto de las familias se destina a bienes o servicios exentos de IVA, mientras que el gasto del 78% restante está gravado con IVA.

Utilizando ambos parámetros, se obtiene que por cada \$1 de aumento de la recaudación de IVA bruto producto del aumento permanente de tarifas, se deja de recaudar \$0,66 (equivalente a $0,78 \times 0,84$) de IVA debido al menor gasto en otros bienes. Así, la mayor recaudación neta de IVA por cada \$1 de aumento del IVA bruto corresponde a \$0,34. El cuadro 3 muestra el espacio fiscal que generado por la mayor recaudación neta de IVA debido al aumento tarifario.

⁵ Banco Central (2020). Estimación del impacto del Covid-19 en los ingresos de los hogares, medidas de apoyo y efectos en el consumo

Cuadro N°3: Recaudación neta de IVA por incremento de tarifas eléctricas (MM \$)

Año	Mayor IVA bruto	Menor IVA otros bienes	Mayor espacio fiscal = IVA neto
2024 2° sem.	64.330	42.250	22.081
2025	218.191	123.169	95.022
2026	187.540	123.169	64.371
2027	192.579	126.478	66.101

Fuente: Ministerio de Hacienda

Metodología propuesta por el académico Humberto Verdejo para estimar la recaudación bruta de IVA

En sesión del 11 de julio, Humberto Verdejo (académico Usach) propuso una metodología alternativa para estimar la mayor recaudación bruta de IVA que generan los incrementos tarifarios en la ventana de 18 meses que abarca el segundo semestre de 2024, el primer semestre de 2025 y el segundo semestre de 2025. Los elementos centrales de la metodología expuesta son los siguientes:

- Se realiza un cálculo y proyección de las tarifas residenciales para 465 pares empresa-comuna en el período analizado.
- Se incluye el aumento del valor agregado de distribución (VAD) del 2024.
- Se supone una trayectoria de reliquidación del VAD desde octubre de 2024.
- Se proyecta el Precio de Nudo Promedio a nivel empresa – comuna.
- Los cargos por transmisión y distribución se consideran fijos a partir de julio del 2024.
- Se cruza la información sobre facturación en pesos para el año 2023, considerando todas las tarifas reguladas, y los tres tramos de consumo.
- Se considera que la recaudación adicional por IVA se acumula para los semestres siguientes.
- No se considera el incremento por los peajes de distribución que pagan los clientes libres.

El cuadro N°4 muestra los resultados expuestos, incorporando distintos tipos de clientes.

Cuadro N°4: Recaudación bruta de IVA entre julio 2024 y diciembre 2025 (MM US\$)

Clientes considerados	Mayor IVA bruto
Usuarios residenciales sujetos a tarifa BT1a	343
Usuarios residenciales y comerciales sujetos a tarifa BT1a	420
Usuarios residenciales y comerciales sujetos a tarifas BT1a, BT43, AT43	585

Conclusiones

- El mayor espacio fiscal por la recaudación de IVA asociada al incremento tarifario debe considerar el efecto de éstas sobre las decisiones de gasto de los hogares. Dicho espacio fiscal equivale a la recaudación neta de IVA, que se calcula como la diferencia entre la recaudación bruta de IVA atribuible al incremento tarifario, y la menor recaudación de IVA atribuible al menor gasto de los hogares en otros bienes y servicios.
- La mesa técnica de tarifas acuerda que la totalidad de la mayor recaudación neta de IVA producto del aumento de las tarifas se utilizará como aporte fiscal para elevar la cobertura del subsidio transitorio a las tarifas eléctricas.
- Tomando en consideración las presentaciones hechas en la mesa técnica -por el Ejecutivo y por el académico Humberto Verdejo-, se observa que los órdenes de magnitud estimados para la mayor recaudación bruta de IVA soportada por los clientes residenciales en una ventana de 18 meses (julio de 2024 a diciembre de 2025) coinciden. Utilizando diferentes metodologías, se obtiene una recaudación de entre US\$ 300 y US\$ 350 millones en dicho período.

V

**MECANISMO DE
RECAUDACIÓN
CON CARGO A
LOS RETIROS Y
BOLSA PYMES**



Este tercer pilar de financiamiento para la ampliación de la cobertura de subsidio busca encontrar aquellos espacios donde, de manera simple y auto contenida, se puedan viabilizar recursos para aumentarlo.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos, **los pequeños medios de generación distribuida ("PMGD")**, esto es, *de menos de 9 MW de potencia instalada, que se encuentran conectados a las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional por una red de media tensión de una empresa distribuidora o a instalaciones de una empresa que posee líneas de distribución de energía eléctrica que utiliza bienes nacionales de uso público*, pueden acogerse a un régimen especial, con un precio estabilizado que es igual al precio nudo de corto plazo, el que es determinado por la autoridad conforme a un procedimiento administrativo. Así, cuando el costo marginal del sistema es inferior al precio estabilizado, estos medios reciben una compensación, que es pagada a prorrata de los retiros del sistema a través de los denominados "costos sistémicos", que permite cubrir dicha diferencia.

El primer mecanismo de precio estabilizado fue recogido en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos ("DS 244") y, en su diseño original, buscaba ser neutro, esto es, operar de manera bidireccional, de manera de que los flujos de pago de compensación fuesen desde los retiros a los PMGD y, viceversa.

El año 2019, el DS 244 fue reemplazado por el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala ("DS 88"). Este instrumento introdujo perfeccionamientos a la regulación de los PMGD. En particular, respecto del precio estabilizado, el nuevo reglamento incorporó una modificación que obliga a que su determinación se realice sobre la base de bloques horarios, lo que permite reflejar precios que son más cercanos a los costos marginales reales del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, el DS 88 contempla una disposición transitoria que permite que, los PMGD que cumplan con determinados requisitos, se sigan sujetando al precio estabilizado del DS 244 por un período de 14 años. Actualmente, casi la totalidad de las inyecciones de PMGD se encuentran acogidas a este régimen transitorio.

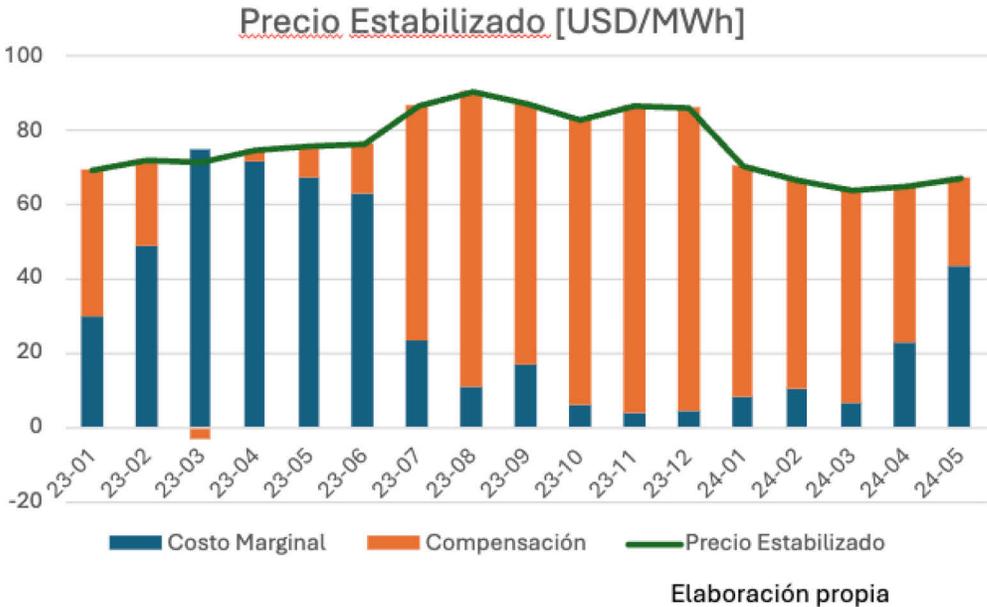
Dada las condiciones del sistema eléctrico durante los últimos años, las compensaciones por precio estabilizado han estado actuando, en los hechos, como un subsidio cruzado, en donde los retiros deben contribuir con montos que exceden los 200 millones de dólares anuales.

Si bien han existido épocas en que el costo marginal ha estado por arriba del precio estabilizado – debiendo los PMGD compensar a los retiros –, en los últimos años no ha sido así, sino más bien unidireccional y con una intensidad creciente, a tal punto que la compensación a precio estabilizado ha tenido un crecimiento constante durante los últimos tres años, pasando de 12,7 MMUSD para el año 2022 a 118,5 MMUSD para los primeros 5 meses del año 2024.

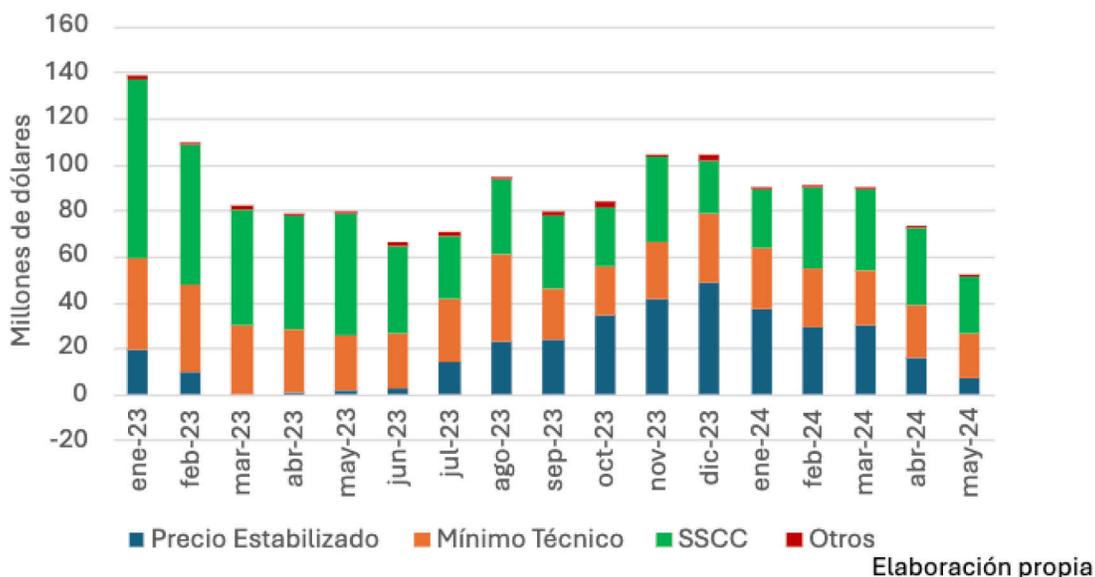
Esta proporción también va creciendo en cuanto al tamaño de los costos sistémicos. Así, durante el año 2023 fueron cerca de 220 millones de dólares (el 54% de todo lo que se compensó durante el año 2023).

En vista de los antecedentes presentados por el Ejecutivo en la mesa técnica, es posible afirmar que, actualmente y en un horizonte de mediano plazo, la compensación a pequeños medios de generación distribuida será unidireccional, es decir, tendrá un comportamiento equivalente al que tendría un subsidio, involucrando una magnitud de recursos muy significativa.

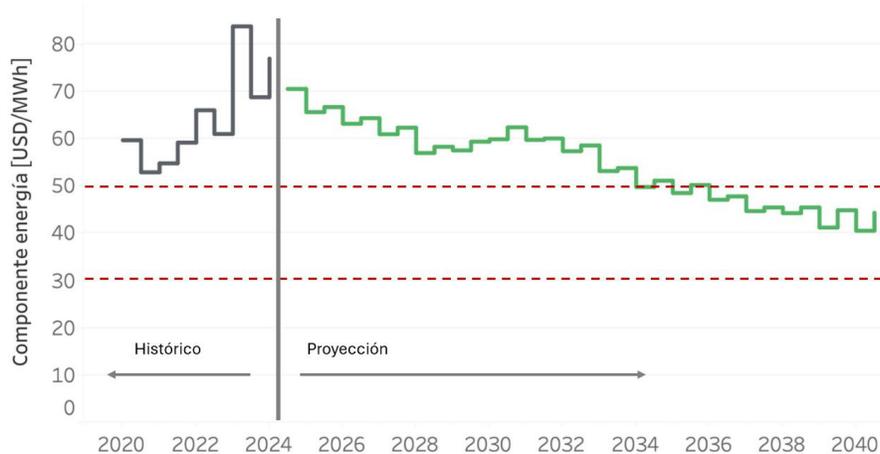
Conforme a las estimaciones de la Comisión Nacional de Energía y otros organismos internacionales – tales como IRENA (International Renewable Energy Agency) , lo que se aprecia es que, los costos de desarrollo de un pequeño medio de generación distribuida es del orden de los 40 USD/MWh. Evidentemente, el costo real de cada proyecto es información que es conocida por cada empresa y dependen de sus propias decisiones financieras y comerciales.



Costos sistémicos



Precio Nudo Corto Plazo - Energía - Alto Jahuel 220 kV



Por otro lado, en cuanto al rol que cumplen los pequeños medios de generación distribuida, esto es, aportar con energía cerca de los centros de consumo, es pertinente comparar sus costos con el costo de la generación industrial. En términos prácticos, un proyecto utility scale cuyo precio de participación en las licitaciones ronda los 25 USD/MWh – más un costo de transmisión de 10 USD/MWh – resulta en un costo de 35 USD/MWh, en este caso menor que los 40 USD/MWh estimados para un PMGD.

Durante los últimos dos años, los pequeños medios de generación distribuida han tenido ingresos que exceden con creces, incluso en algunos casos duplican, su costo de desarrollo.

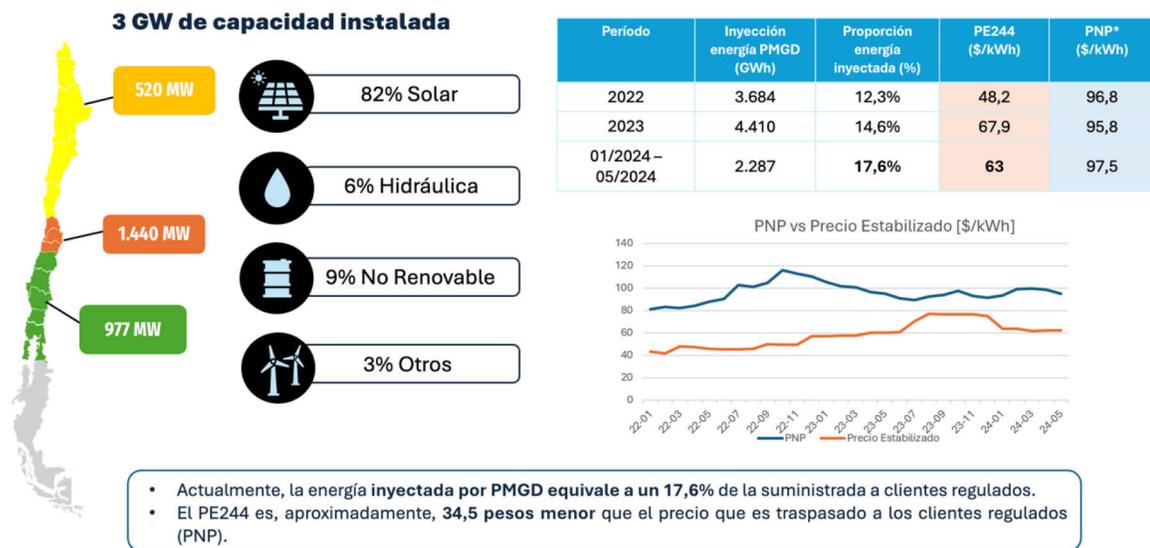
En este escenario, ante la tarea de buscar mecanismos auto contenidos que no alteren otras prioridades de gasto social para financiar la expansión del subsidio, parece lógico plantear esta discusión. Específicamente, **la propuesta del Ejecutivo es aplicar, desde la entrada en vigencia de la ley, un cargo transitorio que afecte a todos los retiros de energía del sistema eléctrico**

nacional. Esta recaudación se destinará a aumentar la cobertura al subsidio eléctrico. Este mecanismo propuesto tiene un funcionamiento similar al cargo por servicio público.

Adicionalmente, la propuesta del Ejecutivo contempla que este cargo sea descontado de la compensación por precio estabilizado que deben pagar los retiros.

Según las estimaciones realizadas por el Ejecutivo la recaudación para el subsidio eléctrico por esta vía sería de hasta 150 MM USD anuales.

Junto con lo ya planteado, y atendiendo a diversos planteamiento de parlamentarios orientados a otorgar algún apoyo adicional a las Pymes, el Ejecutivo propone la creación de una bolsa de precio preferente para pymes.



Esta medida se basa, principalmente, en la diferencia que existe entre el precio de nudo promedio traspasado a clientes regulados y el precio nudo de corto plazo, que corresponde al precio estabilizado. De esta forma, al permitir esta habilitación se estaría facultando a un conjunto de Pymes reguladas comprar su energía a un precio menor que al que actualmente acceden.

Este mecanismo debe tener una escala limitada, porque, de otro modo podría generar distorsiones mayores en el funcionamiento del sistema. Esta escala limitada debiese estar orientada a aquellos sectores productivos más intensivos en el uso de la energía y, que a su vez, tienen más dificultades para traspasar esos costos a usuarios finales, siendo el caso más claro el de las APRs (SSR). Así, los beneficiados con la creación de esta bolsa de precio preferente serán las Pymes.

Conforme al diseño, existirá un proceso de postulación para la determinación de Pymes que tendrán acceso a este precio preferente. Se considerarán criterios objetivos de focalización para ello.

El mecanismo será transitorio y permitirá a los PMGD inyectar y retirar energía para el suministro de un determinado grupo de clientes (Pymes), permitiendo el traspaso de eficiencias del precio estabilizado (PE 244) de los PMGD a la bolsa Pymes. La energía suministrada por los PMGD será asignada a contratos regulados con precios por sobre Precio Nudo Promedio (PNP), considerando dicho diferencial y el volumen contratado.

VI

NUEVAS IDEAS PARA AUMENTAR FINANCIAMIENTO DEL SUBSIDIO



1.- Propuestas H. Diputada Ahumada (Asesor Jaime Beltrán)

Creación de un crédito especial a empresas eléctricas generadoras, como medida compensatoria por deuda vigente

Propone que, por parte del Ejecutivo, en especial por el ministro de hacienda, se tenga a bien evaluar establecer incentivos tributarios (transitorios o permanentes) a las empresas eléctricas a cambio de que estos se traduzcan en una rebaja de la deuda existente con las generadoras, para que esto se traduzca en un apoyo a las familias de usuarios de energía eléctrica en nuestro país.

Un beneficio tributario a las empresas generadoras, podría resultar en una compensación justa relacionada con la deuda que se mantiene con estas. Es decir, estableciendo un beneficio transitorio que se aplique con el objeto de que este sea una contraprestación de pago que reduzca la deuda capital que se mantienen con las generadoras, podría ayudar a disminuir de manera estable, inclusive, posibles incrementos del monto adeudado por concepto de intereses.

Para el caso de la deuda, se propone además, considerar implementar la modalidad de un crédito especial a las empresas generadoras de electricidad por el lapso de 10 años, permitiéndoles en dicho plazo tener derecho a un porcentaje del IVA débito fiscal, inclusive, de encontrarlo procedente, que sea aplicado al impuesto a la Renta correspondiente, con el objeto de que este sea en calidad de compensación directa a la deuda eléctrica vigente, derivada de los procesos PEC I, II y de Estabilización del año 2024.

De esto último, un ejemplo concreto es el CEEC, o Crédito Especial para las Empresas Constructoras, el cual se estableció en el artículo 21 del Decreto Ley N°910, donde se reconoce como un beneficio a solicitar por aquellas empresas que trabajan en este rubro.

En consecuencia, la propuesta busca analizar una modificación en nuestra legislación sobre exenciones tributarias. Esto, como respuesta a la realidad que nos encontramos viviendo y que se estima persista en el tiempo debido a la transición de la matriz energética, buscando atenuar la carga en el tiempo para el Estado de Chile en el cumplimiento de su obligación del pago de la deuda.

Modificaciones legales que promuevan asegurar un almacenamiento exclusivo para electrodependientes, obtenido de la nueva matriz de energías renovables.

Esto en relación al PDL que impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, boletín N°14.755-08, que se encuentra en segundo trámite constitucional.

En el entendido que el destino final es un cambio de nuestra matriz energética a energías limpias renovables, se propone establecer la obligatoriedad de mantener un almacenamiento exclusivo y gratuito a disposición de personas electrodependientes o con hospitalización domiciliaria. Esto como un mínimo que debemos considerar en nuestra cultura de energías limpias.

Para esto, desde el Ejecutivo, se debiese presentar una indicación en el pdl antes individualizado, en el siguiente tenor:

"Artículo transitorio: Los propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres en las cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, o sistemas de almacenamiento de energía, de manera adicional a cualquier otro beneficio existente, deberán siempre, tomar las medidas necesarias para que un porcentaje suficiente, no inferior a 200kWh, de la energía eléctrica generada o almacenada, sea destinado para el consumo gratuito de las personas inscritas en el registro de pacientes electro-dependientes o con hospitalización domiciliaria.

Debiendo, para este cumplimiento, contar con medios de almacenamiento de dichas energías renovables, que pueda ser transportado de manera directa, ágil y expedita, hacia el domicilio de los usuarios electrodependiente o con hospitalización domiciliaria."

Por otro lado, en el caso de que, como respuesta al análisis, consideren bajo una técnica legislativa, que el cuerpo legal más idóneo a modificar sea la ley N°21.304, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, solicita que se proceda a incorporar en el proyecto de ley que ingresara al Congreso Nacional a propósito del aumento al financiamiento del subsidio.

Se afirma que esta medida no resolverá de manera inmediata el problema originado por las alzas de tarifas, pero, es primordial el aprendizaje y luego de lo que se ha aprendido con las leyes PEC I y II, sumado al actual momento, legislar de manera preventiva, es un camino que no se puede seguir dilatando.

Considerar la moción parlamentaria de autoría de la H. diputada Arce y otros parlamentarios, que busca modificar la ley N°21.304, con el objeto de incluir a los Pacientes con atención domiciliaria y establecer descuentos en sus gastos directos e indirectos.

La iniciativa de las H. diputadas Mónica Arce, Yovana Ahumada y otros parlamentarios, tiene por objeto ampliar la cobertura de la hospitalización domiciliaria para incluir tanto los gastos directos como indirectos asociados al tratamiento de estos pacientes, garantizando su derecho a una atención médica digna y accesible.

Dicho proyecto busca las siguientes modificaciones:

- En el Artículo 207-1, busca reemplazar el término "personas electrodependientes" por "personas electrodependientes y pacientes con atención domiciliaria que requieren equipamiento médico."

- Además, la iniciativa, busca incorporar un nuevo Artículo 207-7, que exponga que, "son pacientes con atención domiciliaria aquellos que requieren tratamientos médicos continuos o intermitentes en su hogar, utilizando equipamiento médico esencial para su salud, según lo certifique un médico tratante, mediante instrumento que dé fe de esto."

- Busca modificar el inciso 1 del Artículo 207-5, con el objeto de que este exprese, en definitiva, que, "Las empresas concesionarias descontarán el consumo de energía asociado al funcionamiento de los dispositivos de uso médico que requiera una persona electrodependiente o paciente con atención domiciliaria.

Asimismo, se descontarán los gastos directos e indirectos relacionados con el tratamiento, previa certificación médica y validación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, quienes para el efecto llevarán un registro."

Finalmente, este proyecto de ley busca incorporar un nuevo Artículo 207-8, que exprese, que, "Las empresas concesionarias deberán establecer mecanismos para el registro y validación de los gastos directos e indirectos incurridos por los pacientes con atención domiciliaria, los cuales serán descontados del total mensual de consumo del domicilio. Se deberá considerar al menos una identificación separada de la red que alimenta los insumos de asistencia del paciente estableciendo entre los gastos directos aquellos relacionados con el Consumo de electricidad para equipos médicos, Medicamentos y suministros médicos esenciales y entre aquellos relacionados con gastos indirectos como los de cuidado de enfermería domiciliaria, Transporte para visitas médicas y consultas, climatización o iluminación especializada de la residencia y esparcimiento, entre otras. Las empresas deberán asegurar el derecho de los pacientes de vivir sus tratamientos en sus propios domicilios, elevando a calidad de infracción gravísima cualquier sugerencia o instrucción respecto del cambio de domicilio para efectos de asegurar la gratuidad en el servicio, en los términos de esta ley. Finalmente, las empresas deberán asegurar una atención prioritaria para la implementación de lo indicado en esta norma a pacientes con certificación de electrodependencia u hospitalización domiciliaria, calificando como una infracción grave el hecho de no priorizar a estos usuarios".

Presentación por parte del Ejecutivo de un pdl que cree un fondo especial de emergencias, con recursos originados de la extracción del litio, e incluso complementado con una redistribución de algún monto del actual royalty minero.

La creación de este fondo especial financiado con los beneficios derivados de la extracción del litio es una necesidad imperiosa en el contexto actual. El litio, conocido como el "oro blanco" por su importancia en la fabricación de baterías y dispositivos electrónicos, representa una fuente significativa de ingresos para nuestro país, ingresos que podrían continuar al alza si tomamos las medidas correctas. Utilizar una parte de estos beneficios para establecer un fondo destinado a emergencias permitiría al Estado responder de manera eficaz y rápida ante situaciones de crisis. Este fondo sería una reserva estratégica que proporcionaría los recursos necesarios para hacer frente a incrementos inesperados en los costos de servicios básicos como la electricidad, el agua y el gas, protegiendo así a la población más vulnerable de los efectos negativos de dichas alzas.

Complementar este fondo con una redistribución de los fondos actuales del royalty minero fortalecería aún más su capacidad de respuesta. El royalty minero, que grava la extracción de recursos naturales, ya genera ingresos considerables que podrían ser mejor utilizados si se

redirigieran hacia un fondo de emergencia. Esta medida no solo optimizaría la utilización de los recursos fiscales, sino que también aseguraría que el país esté mejor preparado para enfrentar desastres naturales como terremotos, inundaciones, incendios forestales, sismos, tsunamis, aluviones entre otras catástrofes geológicas, así como también emergencias provocadas por la intervención humana, tales como accidentes industriales o actos de sabotaje.

La implementación de este fondo especial contribuiría a la resiliencia y estabilidad del país en tiempos de crisis, así como contar con una herramienta que permita no depender de propuestas que busquen aumentar impuestos o hacer uso del 2% constitucional.

Entonces, al tener estos recursos reasignados a este nuevo fondo para emergencias, permitiría, además, evitar recurrir a endeudamiento o recortes presupuestarios en otras áreas críticas. Además, un fondo de esta naturaleza enviaría un mensaje claro sobre la responsabilidad y la previsión del Estado, demostrando un compromiso con la seguridad y el bienestar de sus ciudadanos.

2.- Propuestas H. Diputadas Karol Cariola, Marcela Riquelme, Maricela Santibáñez (Asesores Ana Paula Ramos, Javier Piedra, Daniel Montecinos) y el H. Diputado Tapia (Asesor Marcelo Vásquez)

Para aumentar el financiamiento del subsidio eléctrico.

- Que todo lo recaudado por el Estado por concepto de multas por fallas eléctricas de las empresas tanto generadoras, transmisoras o distribuidoras sean también integradas al fondo para el subsidio eléctrico.
- Redistribuir los recursos del Royalty Minero, que está en proceso de recaudación este año 2024, para que estos recursos sean ingresados al Fondo de Estabilización tarifaria de las cuentas de la luz. En el año 2025, por este concepto, se prevé una recaudación de 1.350 millones de dólares, de los cuales 450 millones irán a las regiones y comunas.
- Rediseñar el subsidio eléctrico en base a criterios de pobreza energética (Ej.- subsidiar a las personas cuando gasten más energía eléctrica).
- Crear un impuesto extra a las ganancias extraordinarias de las empresas de generación eléctrica. Este impuesto extra, en opinión de los proponentes, puede ser abordado en la discusión como una vía de recaudación para la ampliación del subsidio.
- Bajar el umbral de clientes libres, para que de esta forma exista mayor competencia en el mercado eléctrico y por consiguiente bajar los costos de la energía. En particular, que todos aquellos que consuman más de 300 kWh sean considerados clientes libres.

Para facilitar los cálculos en la postulación.

- Que, al actualizar su Registro Social de Hogares las personas, inscriban también el número de cliente asociado a su cuenta de electricidad. De esta forma se podría asociar el RUT de la persona con su número cliente. Así, el subsidio queda sujeto a lo proporcionado por la cuenta de electricidad y no al Registro Social de Hogares, que no necesariamente responden a criterios de pobreza energética.

3.- Propuestas H. Senadora Ebersperger y H. Diputado Castro (Asesor Juan Ignacio Gómez)

Propuesta en relación al financiamiento de electrodependientes.

El Gobierno ha planteado incorporar un subsidio especial para hogares con personas electrodependientes, aumentando el actual descuento de 50 kWh/mes para alcanzar un total de 150 kWh, señalando, además, que su costo alcanzaría los US\$ 9 millones entre 2025 y 2027, para un total de 9.765 personas electrodependientes registradas.

Sin embargo, dado el volumen de energía (app. 35 GWh en tres años) puede resultar para permitir el descuento, licitar especialmente energía para las personas electrodependientes, teniendo presente que el precio adjudicado de la última licitación de suministro correspondió a 57 US\$/MWh en circunstancias que el precio medio de mercado está en torno a 112 US\$/MWh. Dicha licitación especial puede realizarse en virtud del artículo 148 de la Ley General de Servicios Eléctricos. De esta forma, se puede entregar un descuento por la vía de un menor valor de la energía/precio preferente, sin requerir de mayores recursos.

4.- Propuestas H. Senadoras Provoste y Carvajal (Asesor Julio Valladares)

Propuesta en relación con el proceso de postulación al Subsidio.

Proponen que, en el segundo proceso de inscripción al subsidio, el foco esté en eliminar las barreras de entrada que se detectaron en el proceso del mes de julio y que habrían obstaculizado el acceso de las familias más vulnerables a la postulación al subsidio.

Para esto, plantean la alternativa de que la inscripción por canales digitales sea complementada por una de vía presencial en las oficinas de Chile Atiende, especialmente para los jefes de hogar de la tercera edad. Adicionalmente, que los municipios jueguen un rol clave en la inscripción próxima.

Propuesta en materia de apoyo a pymes.

Junto a la propuesta de la Bolsa para pymes, se propone acelerar la rebaja del límite a 300 KWH para clientes libres que ha sido propuesta hace ya un año por gremio (Convergencia Pyme).

Es clave para esto que el Ministerio de Energía acelere gestiones en TDLC a fin de que este emita su recomendación y se haga la implementación.

Propuesta en materia de financiamiento de la mayor cobertura de subsidio vía PMDG

Sugieren que se incorpore la propuesta alternativa para el tema PMGDs planteada en la Mesa Técnica por el consultor don Rodrigo Castillo, que en lo sustantivo señala:

1.- Ajuste del Mecanismo de Estabilización

Se propone ajustar el mecanismo de estabilización para proyectos PMG/PMGD existentes acogidos al artículo transitorio del DS88/2020. La CNE deberá determinar el costo nivelado de energía (LCOE) para un PMG/PMGD eficiente, asegurando que las inversiones existentes sean rentables sin sobrecargar a los consumidores finales con costos excesivos.

2. Definición de un Nuevo Precio Estabilizado

Para los nuevos PMG/PMGD no acogidos al artículo transitorio, se propone definir un nuevo precio estabilizado denominado Precio Básico de Energía por Intervalo Temporal (PBE por Intervalo). Este precio debe ser revisado cuatrienalmente por el Ministerio de Energía para asegurar su neutralidad financiera y eficiencia.

3. Subsidio Temporal para Clientes Regulados

Utilizar el excedente positivo entre el actual Precio Estabilizado y el LCOE para subsidiar temporalmente a los clientes regulados hasta diciembre de 2026. Este subsidio será financiado proporcionalmente por las empresas suministradoras que realicen retiros del sistema eléctrico. Este mecanismo podría ser equivalente al planteado por el Gobierno.

4. Revisión Cuatrienal del Mecanismo

Establecer una revisión cuatrienal del mecanismo de estabilización, considerando factores como tecnología, vida útil de los proyectos, entre otros. Esto permitirá ajustes oportunos para mantener la neutralidad financiera y la eficiencia en el mercado.

VII

OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DEL EJECUTIVO



1.- Propuestas H. Diputadas Karol Cariola, Marcela Riquelme, Maricela Santibáñez (Asesores Ana Paula Ramos, Javier Piedra, Daniel Montecinos) y el H. Diputado Tapia (Asesor Marcelo Vásquez)

Al punto V.- Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros y bolsa pymes

Si bien el Ministerio de Energía explica las distorsiones que se producen producto del precio estabilizado de los PMGD, argumentando en base a que se trataría de un subsidio cruzado producto de compensaciones unidireccionales, que finalmente repercuten en el aumento considerable de los costos sistémicos, lo que finalmente hace con su propuesta no es solucionar estas distorsiones, ni resolver los problemas que generan los costos sistémicos, sino que aprovechar los problemas que genera el precio estabilizado y los pagos unidireccionales para recaudar fondos para la ampliación del subsidio. La propuesta no genera beneficios al mercado eléctrico, sino que captura parte de los retiros de los PMGD, produciendo un perjuicio en su financiamiento.

La propuesta debiese ser comparada con la opción inicial del Ministerio de Energía, presentada el primero de julio, donde se aseguraba que la propuesta en relación a los PMGD generaba una reducción de un 7% en la tarifa eléctrica final para todos los usuarios regulados. Es necesario comparar ambas propuestas y calcular la eficiencia económica de las propuestas. En palabras simples, el Ministerio de Energía debería justificar si es mejor recaudar 150 millones de dólares en base a su propuesta final, que reducir en un 7% la tarifa a todos los clientes regulados en base a su propuesta inicial.

En base a la creación de una bolsa de precio preferente para pymes, se debiera especificar si esta opción tarifaria sería una alternativa, que al acceder las PYMES, dejarían de utilizar la energía adjudicada por los contratos para clientes regulados.

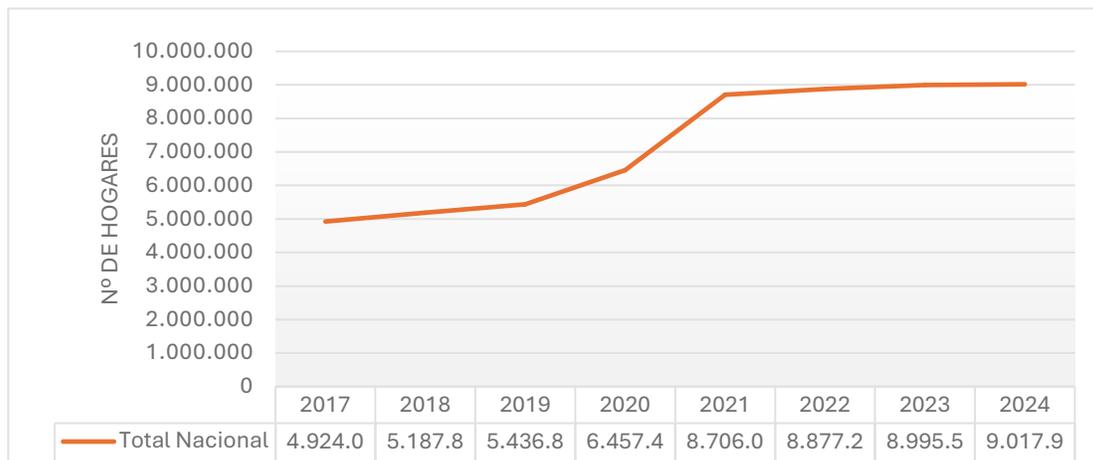
2.- Propuestas H. Senadora Ebensperger y H. Diputado Castro (Asesor Juan Ignacio Gómez)

Al punto II.- Recursos necesarios para la cobertura del subsidio eléctrico

a. - **En relación con la cantidad de beneficiarios del subsidio.** El Registro Social de Hogares (RSH) "es un sistema de información que apoya la selección de beneficiarios de prestaciones sociales, así como el diseño, rediseño, implementación, monitoreo y evaluación de éstas"⁶. Para seleccionar inscritos que serán beneficiarios de las prestaciones sociales, se emplea el mecanismo de la Calificación Socioeconómica (CSE).

A partir del anuncio formulado por el Gobierno el primero de julio del año en curso, se decidió arbitrariamente extender el subsidio eléctrico a la totalidad del tramo 40 del RSH. El universo de hogares comprendidos en dicho registro experimentó un acelerado crecimiento durante los años 2020 y 2021 (véase gráfico N°1 y N°2), impulsado principalmente por la entrega del ingreso familiar de emergencia (IFE) en el contexto de la pandemia de COVID19, para cuyo otorgamiento se exigía encontrarse registrado en el RSH. Este crecimiento plantea dudas respecto de lo representativo que resulta el RSH hoy.

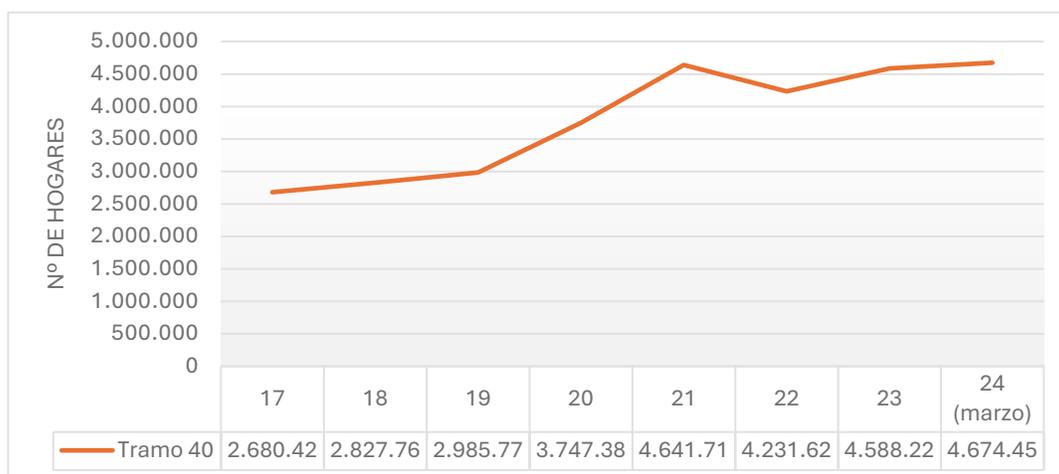
Gráfico N°1: Número de hogares en el RSH



Fuente: elaboración propia con datos de DataSocial, Ministerio de Desarrollo Social. Datos de 2024 se encuentran disponibles hasta el mes de marzo.

Gráfico N°2: Número de hogares en el RSH pertenecientes al Tramo 40

⁶ Arzola, María Paz. "Resumen del informe de recomendaciones para el mejoramiento de la calificación socioeconómica del Registro Social de Hogares" (2022). Serie Informe Social N°191, Libertad y Desarrollo. P.11. Texto disponible en <https://shorturl.at/7N7gm>



Fuente: elaboración propia con datos de DataSocial, Ministerio de Desarrollo Social. Datos de 2024 se encuentran disponibles hasta el mes de marzo.

Tal como muestra el gráfico N°2, el tramo 40 del RSH experimentado un crecimiento significativo durante los años de pandemia y, pese a una baja en el año 2022, a marzo del año 2024, el registro mantiene un número levemente superior al máximo de hogares que se encontraban en condición de vulnerabilidad durante el *peak* de la pandemia de COVID19.

Los problemas de representatividad del RSH han sido relevados por el Informe Final del Panel de Expertos para Mejoras al Instrumento de Focalización del Registro Social de Hogares, el cual señala que *“la información sobre la composición familiar de los hogares en muchos casos se podría encontrar desactualizada, como también los datos sobre los ingresos de trabajadores informales auto-declarados, donde se requiere actualización constante por parte del ciudadano para poder captar cambios, y en caso contrario, se asume que éstos se han mantenido constantes”*.⁷

En línea con lo anterior, se ha señalado que *“la experiencia reciente sugiere la existencia de comportamientos oportunistas que no sólo atentan contra la eficiencia del gasto público, sino también contra la equidad en el trato que el Estado otorga a hogares de similar condición. Al ser éste un dato no susceptible de verificación, el panel recomienda avanzar hacia un registro único que dificulte la alteración en vistas a la obtención de un determinado beneficio. Con todo, es claro que el IFE tuvo un impacto en ese sentido, lo que lleva a concluir sobre la importancia que tiene el diseño de los programas sociales en las conductas que pueden llegar a promover. En este caso particular, el alza en el número de hogares que se identifican como unipersonales pudo deberse a un intento por sacar a los perceptores de ingresos y así mejorar las posibilidades del hogar de calificar para el beneficio, o bien para evitar el decrecimiento en el monto per cápita de éste, conforme aumentaban los integrantes (aspecto que se introdujo en junio de 2021 cuando se extendió a prácticamente toda la población). Resulta por ello necesario no sólo atacar este problema mediante herramientas y mecanismos propios del RSH, sino también evitar inducir comportamientos fraudulentos debido al diseño de los programas”*.⁸

⁷ Del Ministerio de Desarrollo Social y Familia. Texto disponible en <https://www.desarrollosocialyfamilia.gob.cl/storage/docs/rsh/Informe-de-Comision-CSe.pdf>. P. 43.

⁸ Arzola, p. 32.

Como es dable apreciar a partir de la tabla N°1, dada la composición del registro social de hogares en relación con la proyección de población total del Instituto Nacional de Estadísticas, que asciende a 20.086.377 personas, es posible afirmar que prácticamente toda la población está incorporada en el RSH y que la mitad de ella se encuentra en condición de vulnerabilidad.

Tabla N°1: Composición del Registro Social de Hogares (número)

	Tramo 0% - 40%	Tramo 41% - 50%	Tramo 51% - 60%	Tramo 61% - 70%	Tramo 71% - 80%	Tramo 81% - 90%	Tramo 91% - 100%	Total
Hogares	4.674.453	743.244	657.970	679.193	771.875	1.062.127	429.117	9.017.979
Personas	9.564.345	1.470.160	1.162.063	1.147.029	1.280.724	1.885.744	629.436	17.139.501

Fuente: elaboración propia con datos de DataSocial, Ministerio de Desarrollo Social. Datos de 2024 se encuentran disponibles hasta el mes de marzo.

De esta forma, es inadecuado afirmar, sin más, que el subsidio debe extenderse al total del tramo 40. Ello, porque se podría estar sobrestimando el universo de beneficiarios que acceden al subsidio y, consecuentemente, las estimaciones de gasto que tendría su extensión.

Por ello, **se recomienda que el Gobierno refuerce los controles al otorgamiento el subsidio y promueva, junto con la inscripción, una actualización de los datos de los postulantes.**

- **Al punto III.- Incremento transitorio al impuesto verde**

Sin perjuicio de los cálculos que ha efectuado el Ministerio de Energía en cuanto a la recaudación de la denominada "sobretasa", que no es más que un aumento en el impuesto, la propuesta no resulta adecuada ni conveniente por los siguientes motivos:

- a. La propuesta del Gobierno implica duplicar la tasa vigente del impuesto. De esta forma algunas empresas podrían llegar a pagar cifras anuales de entre US\$20 a US\$28 millones anuales, según los datos que ha entregado el Gobierno (acápite "Centrales Gravadas", p. 12 y 13 del informe). Respecto del impacto que dicha sobretasa tendría en las empresas gravadas, el Gobierno no ha dado ninguna luz de cuál podría ser el efecto en la permanencia de las centrales afectadas en operación. Su análisis parece suponer que doblar la tasa del impuesto por un periodo de tiempo no altera las decisiones de inversión y operación de los agentes económicos, sin entregar certezas de que este aumento de impuestos fuera a afectar a la seguridad energética del país.
- b. En tanto señal regulatoria, es inconveniente como señal para la transición energética. Dicho proceso debe asegurar que no existan mayores costos que aquellos asociados estrictamente a la transición energética misma y no derivados de decisiones de la autoridad, más aún cuando ellas no tienen carácter regulatorio sino recaudatorio.
- c. Finalmente, la denominada "sobretasa" tiene un problema de constitucionalidad evidente. Más allá del argumento formal: en tanto impuesto ingresan al patrimonio de la nación, sin embargo, es evidente que tienen afectación específica: financiar el subsidio eléctrico. Ello, hace que inevitablemente esta forma de recaudar transgreda el inciso tercero del numeral 20 del artículo 19 de la Constitución Política de la República, en tanto la recaudación tiene está *ex ante* afecta a un destino determinado.

- **Al punto IV.- Aporte fiscal con cargo a la recaudación adicional de IVA asociada al alza de tarifas de electricidad**

Si bien la metodología propuesta por el Gobierno es correcta, en tanto es necesario incorporar análisis de estimación de ingresos, ciertos supuestos empleados por el Ministerio de Hacienda podrían ser conservadores, por lo que la recaudación por este concepto debe ser permanentemente revisada para determinar con una periodicidad regular el monto del aporte fiscal al financiamiento del subsidio.

- **Al punto V.- Mecanismo de recaudación con cargo a los retiros y bolsa pymes**

A este respecto, se contemplan dos medidas: Un mecanismo de recaudación con cargo a los retiros y la denominada "Bolsa PYMES". Respecto de esta última, no hay elementos suficientes más allá de la idea expresada, que permitan formarse un juicio suficiente. Sin embargo, si debe advertirse que debe respetar los contratos de suministro a clientes regulados vigentes.

Respecto del mecanismo del cargo a los retiros, la medida aparece como de suyo incorrecta porque, tal como reconoció expresamente el señor Ministro de Energía en la sesión del día jueves 1 de agosto, el carácter de la medida es puramente recaudatorio y no regulatorio. Esto implica que la medida no tiene ninguna finalidad orientada a perfeccionar el funcionamiento del mercado eléctrico sino, por el contrario, financiar políticas sociales.

Esta forma de abordar el financiamiento de la política social no solo transgrede los principios constitucionales más básicos que informan nuestro ordenamiento constitucional económico sino que trastocan el mismo principio fundamental de responsabilidad fiscal, porque de prosperar esta medida, nunca más tendrá el fisco que buscar recursos con el límite de sus ingresos sino que bastará encontrar algún sector de la economía que deba ser objeto de un "cargo" a alguna actividad para financiar sin límite sus decisiones de política pública.

Es decir, esta medida constituye un verdadero resquicio legal para incrementar los ingresos fiscales y realizar política pública confundiendo los ingresos fiscales, por vía de impuesto, con los ingresos de los particulares, por vía de los denominados "cargos".

- **Observaciones transversales a las propuestas planteadas.**

Del examen de las propuestas formuladas por el gobierno se advierte una peligrosa tendencia a financiar política social mediante herramientas regulatorias. Estas últimas están diseñadas para modificar la conducta de los agentes económicos y alcanzar mercados que operen con la mayor perfección posible, a fin de asegurar a todos sus agentes que los precios serán aquellos que corresponden a una operación eficiente. Por tanto, cuando se realiza política social mediante herramientas regulatorias, se trastoca el funcionamiento del mercado y se introducen distorsiones difíciles de resolver en el mediano plazo, porque no tiene ningún incentivo el fisco a internalizar el gasto con recursos propiamente fiscales o a detener políticas de transferencias monetarias cuando los recursos no son objeto de un análisis de costo alternativo.

En esta misma línea, es necesario asegurar un correcto uso de los recursos, públicos y privados ya comprometidos, en tanto el Registro Social de Hogares no aparece como una herramienta necesariamente precisa dado su exponencial crecimiento durante la pandemia. El principal problema de esto es la sobredimensión de la cantidad de recursos necesarios para la ampliación del subsidio y el error de la propuesta del Gobierno en su base. Además, persistiría en su opinión la duda respecto de qué pasa si hay un número significativamente inferior de postulantes al subsidio, en el caso que se llegara a ampliar su cobertura al total del tramo 40.

De ser así, se estaría frente a una significativa recaudación de fondos que no serían empleados por no llenarse las vacantes disponibles y tampoco serían restituidos. Especialmente relevante resulta que la ley vigente que contempla el subsidio señala que el aporte fiscal es hasta el monto señalado en ella, por lo cual, de haber mayores recursos provenientes de cargos aplicados a particulares, el fisco podría disminuir su aporte frente a una recaudación mayor a aquella necesaria para solventar los gastos del subsidio para un determinado grupo de beneficiarios en un semestre específico.

En el último Informe de Finanzas Públicas entregado por el Ministerio de Hacienda y la Dirección de Presupuestos se anunció un recorte de gasto fiscal de aproximadamente US\$760 millones para este año. Para el proponente, dicho ejercicio consiste en que el Gobierno entiende que debe priorizar su gasto y postergar ciertas decisiones y actuaciones en aras de la responsabilidad fiscal. Es decir, buscó espacio para reasignar recursos desde acciones de política pública u otras equivalentes hacia medidas de austeridad fiscal.

Tal es el ejercicio que en opinión del proponente debe realizar el Gobierno para el financiamiento del subsidio: **si decide extender un subsidio en tres veces la capacidad comprometida inicialmente, debe hacerlo con sus propios recursos provenientes de impuestos y de otros ingresos fiscales y no mediante medidas que, en los hechos, expropian ingresos de particulares.**

VIII

OTRAS POLÍTICAS DESTINADAS A DISMINUIR EL ALZA DE LA TARIFA ELÉCTRICA PARA LOS CLIENTES REGULADOS



Luego del término de la discusión de la propuesta para la ampliación del Subsidio Eléctrico, la Mesa Técnica se abocó a discutir sobre el segundo tema que correspondía revisar conforme a su mandato legal, esto es, "*Otras políticas destinadas a disminuir el alza de la tarifa eléctrica para los clientes regulados*".

Se realizaron 5 sesiones, donde se contó con la participación, nuevamente, del Ministerio de Energía, representantes mandados por el Ministerio de Hacienda y del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, de diputadas y diputados miembros de la Comisión de Minería y Energía, senadoras y senadores de la Comisión de Minería y Energía, parlamentarios de ambas cámaras, representantes del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de asesores parlamentarios, expertos, académicos, gremios del sector energía y representantes de la sociedad civil.

Cabe hacer presente que, se pretendió realizar una última sesión de la Mesa Técnica donde participaran solo los asesores parlamentarios, a fin de elaborar conjuntamente conclusiones sobre el trabajo de la misma. Sin embargo, a la citación solo concurrieron los asesores don Julio Valladares, en representación de las senadoras Carvajal y Provoste; don Javier Piedra, en representación de la diputada Santibáñez; Don Marcelo Vásquez, en representación del diputado Tapia y don Juan Ignacio Gómez, que hizo llegar sus excusas ya que no puso asistir. Participaron también de la fallida sesión los representantes del Ministerio de Energía.

El cronograma de las sesiones realizadas fue el siguiente:

Fecha de sesión	Link de video
26 de agosto	https://www.youtube.com/watch?v=vQB5FNCEht8&t=1942s
2 de septiembre	https://www.youtube.com/watch?v=mjAYdiZvJAY&t=58s
9 de septiembre	https://www.youtube.com/watch?v=RzN16bYCKK4
23 de septiembre	https://www.youtube.com/watch?v=5kU1A6h39Ns&t=7s
30 de septiembre	https://www.youtube.com/watch?v=L7lJxAPL2_4

Presentaciones realizadas:

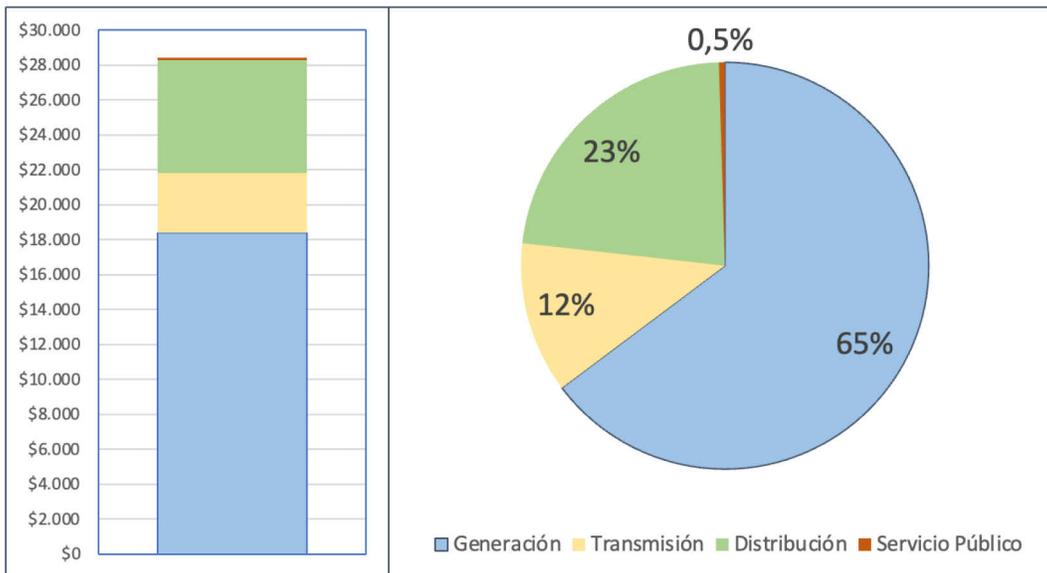
1.- **En sesión del 2 de septiembre**, se escuchó a los representantes de la CNE don Danilo Zurita, jefe del departamento eléctrico y a don Martín Osorio, jefe del departamento de regulación económica, quienes presentaron sobre **el Marco regulatorio de los contratos de suministros**.

Su presentación constó de tres partes. En primer término, explicar a qué se refiere la llamada "cuenta tipo"; un segundo punto sobre "el cálculo del precio de energía del Sistema Eléctrico Nacional" y; finalmente, la explicación para el cálculo del "precio en los Sistemas Medianos".

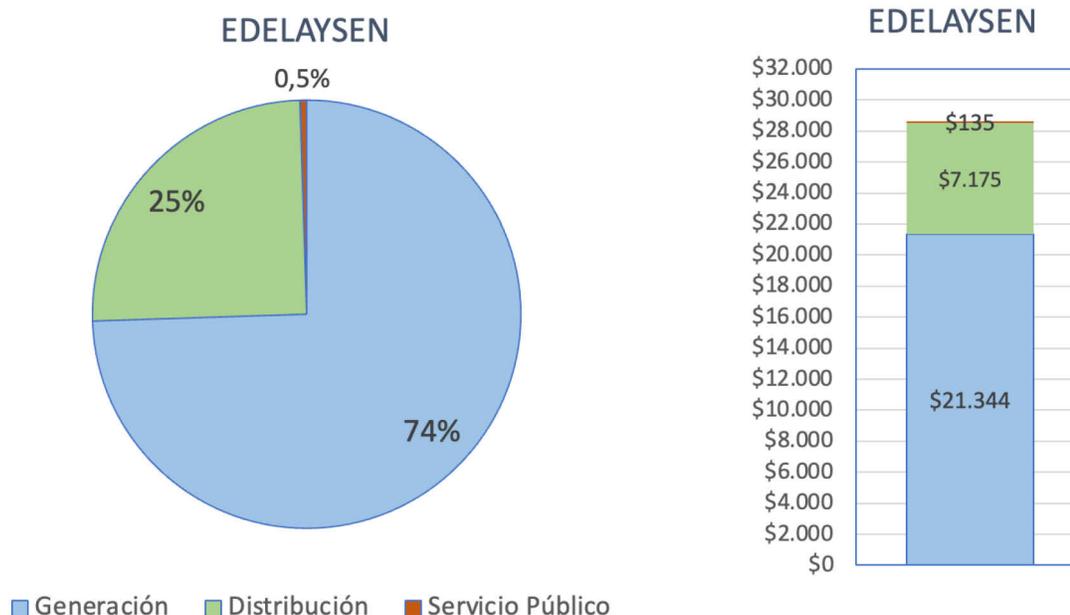
A.- En cuanto al primer punto, explican que la "cuenta tipo" no es más que un ejercicio que da cuenta de cómo se reparten los distintos segmentos de los sistemas que abastecen a clientes regulados dentro de esa misma cuenta.

Así, hay cuatro elementos que componen la cuenta a pagar: 1) el concepto por la energía y la potencia que recibimos en nuestros hogares, 2) un porcentaje que tiene relación con la transmisión de energía, 3) la distribución de la misma y también, 3) el referente al cargo por el servicio público.

Cuenta Tipo residencial nacional promedio (200 kWh-mes)



Cuenta Tipo residencial SSMM promedio (200 kWh-mes)



Esta cuenta tipo involucra a todas las regiones, incluidos los sistemas medianos.

Se puede ver que, en promedio, para una cuenta de alrededor de 200 kilowatt hora mes, el producto energía y potencia es más o menos del 65% de la cuenta, el sector de transmisión alrededor del 12%, distribución del orden del 23% y el cargo por servicio público, que hoy no alcanza a ser el 1%.

Esta cuenta que representa o este esquema que representa la tarifa residencial cuenta tipo nacional promedio. Si se revisa para los Sistemas Medianos, es distinta, ya que en el caso de los Sistemas Medianos, por no tener transmisión y la generación estar incluida sobre un gran porcentaje atribuible al régimen tarifario de estos sistemas.

Se aprecia que, más o menos, una cuenta tipo de 200 kilowatt hora al mes es del orden de los 28 mil pesos, donde el 75% de esa cuenta es a causa del proceso de valorización de tanto la generación como la transmisión de estos sistemas y un 25% para la distribución. Obviamente esto varía para cada uno de los sistemas medianos dependiendo de las características propias si es que el nivel de población, la extensión geográfica, el tamaño del segmento distribución, etc. Esto también es variable para las distintas regiones de aquellos clientes conectados al sistema eléctrico nacional tanto de la región de Arica Parinacota hasta la región de los Lagos.

Entonces, continúa, ya podríamos decir cómo se calcula la tarifa en el Sistema Eléctrico Nacional y también su referencia en los Sistemas Medianos, el Sistema Eléctrico Nacional, uno desde Arica hasta Quillón, sistemas con capacidad mayor a 200 megawatts horas, donde la energía se valoriza a través del proceso de cálculo del precio nudo promedio, precios que provienen de las distintas licitaciones de energía que se han hecho durante el año 2006 a la fecha.

Por otra parte los Sistemas Medianos, que son aquellos sistemas que van desde los 1,5 megawatts hasta los 200 megawatts de potencia instalada, su forma de calcular el precio de energía y potencia y también de transmisión es por medio de una fijación cuatrienal que hace la Comisión Nacional de Energía.

<p style="text-align: center;">SEN (capacidad mayor a 200 MW)</p> <p style="text-align: center;">Fijación semestral de Precio de Nudo Promedio (PNP): Promedio de precios de contratos regulados</p>	<p style="text-align: center;">SSMM (capacidad mayor a 1,5 MW y menor a 200 MW)</p> <p style="text-align: center;">Fijación cuatrienal de Tarifas Generación-Transporte en base a costos y expansión eficientes</p>
---	--

B.- En segundo lugar, respecto a la construcción de la tarifa energía en el sistema eléctrico nacional, la componente de generación, que forma parte de las cuentas de electricidad de los clientes, proviene de contratos bilaterales entre las distribuidoras y los generadores y para ello la ley N°20.018 de 2005 introdujo el mecanismo de licitaciones de suministro en la cual, con el objetivo de favorecer la competencia y la obtención de los precios más eficientes para los clientes finales, se estableció la realización de licitaciones públicas abiertas para la obtención de dichos contratos, bajo la lógica de que estos contratos que pueden ser de largo plazo podían facilitar la participación de distintos tipos de generadores y de nuevos actores en el mercado, e incluso, que podía viabilizar la construcción de nuevos proyectos de generación y con ello obtener precios eficientes traspasados a los clientes.

● **Ley 20.018 de 2005**

- Suministro para Clientes Regulados de las empresas de Distribución debe estar contratado con empresas Generadoras.
- Para favorecer la competencia y el logro de los menores precios, dichos contratos deben obtenerse de licitaciones públicas y abiertas.
- Contratos de largo plazo permiten viabilizar la instalación de nuevos proyectos de Generación.

Dicha ley fue modificada en el año 2015 por la ley 20.805 la cual perfecciona el mecanismo de licitaciones con el objetivo de aumentar las posibilidades de competencia, a través de cambios en el diseño de las licitaciones y en el rol de los distintos actores que participan en la realización de dichas licitaciones. Los resultados obtenidos son un mecanismo que ha logrado atraer competencia, incluso trayendo nuevos actores y nuevos proyectos, particularmente del tipo de proyectos renovables a través de dichas licitaciones.

● Ley 20.805 de 2015

- Perfecciona mecanismo de licitaciones.
- Tuvo como objetivo aumentar la competencia a través de cambios normativos y del rediseño de las licitaciones, para lograr reducir los precios de la energía para clientes regulados.
- Han resultado altamente influyentes en la incorporación de Energías Renovables.

¿En qué consisten estas licitaciones y los resultados de ellas? En cuanto a las características que tienen estos contratos, se van definiendo en cada proceso. Así, las bases van definiendo las características particulares que pueden tener cada uno.

En términos generales, lo que contienen es el "precio" fijo, por la duración de este contrato, precio que se obtiene a partir de la misma oferta que hacen los proponentes de estas licitaciones, más una fórmula de indexación que proviene de la ponderación de distintos índices que las mismas bases establecen como habilitados para ser utilizados, un precio de potencia que es el precio potencial al momento de la fijación de las bases o del llamado del proceso de licitación, más una indexación a través del índice del CPI.

El mismo contrato establece una vigencia de duración, que conforme a la ley es de hasta 20 años. Con esto, se busca favorecer contratos de largo plazo.

Las bases también establecen un compromiso máximo de energía a suministrar a las distribuidoras, no obstante, la facturación de estos contratos es a partir de lo efectivamente consumido por las empresas distribuidoras. En ese sentido, el riesgo de demanda lo asume el generador o el oferente de estos procesos de licitación, los clientes no pagan más del consumo que efectivamente realizarán.

Cabe hacer notar que son contratos financieros, vale decir, no hay un compromiso estricto en la cantidad de energía que se inyecta al sistema por parte de los oferentes, sino que es el oferente el que tiene que hacerse cargo de poder abastecer a la empresa distribuidoras, haciéndose responsable de los retiros del sistema eléctrico si es que su producción en algún momento dado no se equipara a la energía que están consumiendo la empresas distribuidoras a la que está abasteciendo.

- **Características del Contrato de Suministro:**
 - ▶ Contrato fija precio de oferta de energía adjudicado + indexación propuesta por oferente, en base a índices de precios establecidos en las Bases.
 - ▶ Precio de potencia fijo en las bases + indexación (CPI).
 - ▶ Plazo de vigencia del contrato.
 - ▶ Contrato establece compromiso máximo de energía anual del oferente.
 - ▶ Facturación de la demanda efectiva de la distribuidora (generador asume riesgo de demanda).
 - ▶ Contrato financiero (no tiene compromiso de inyectar energía; pero debe realizar los retiros del mercado spot para abastecer los consumos del contrato)

Ahora, si hay compromisos de construcción de los proyectos, comprometido en el proceso, los oferentes al momento de participar establecen con qué van a respaldar la energía que están ofertando. En el caso de proyectos nuevos, debe también respaldar el compromiso a poder construirlos. Los plazos son los que el mismo programa calendario del proponente establece al momento de realizar la oferta.

En cuanto a los perfeccionamientos que se hicieron en el año 2015 a fin de entregar un rol más activo al regulador en el diseño de las licitaciones, que es la Comisión Nacional de Energía en este caso, tendrá el rol de diseñar, coordinar y dirigir estos procesos de licitación de largo plazo con cinco años de antelación, de tal manera que los distintos oferentes, incluso aquellos que no están todavía instalados en nuestro sistema, puedan participar. Así, a través de estos contratos, podrán viabilizar la concreción de los proyectos que tienen en carpeta, dando la posibilidad de revisar con antelación, ante variaciones no anticipadas de la demanda, su propuesta.

También da la posibilidad de agregar la demanda de los consumos de las distintas distribuidoras, de tal manera de reunir un volumen importante de energía a licitar de parte de las distintas distribuidoras y con ello realizar procesos que puedan ser más atractivos a los oferentes del mercado, dentro de las características de los bloques que se van a licitar.

Se entrega flexibilidad para definir distintos tipos de bloques, tamaños, plazos e incluso la posibilidad de hacer segmentaciones horarias, lo cual se ha utilizado en el diseño de las licitaciones de los últimos años, facilitando la posibilidad de participar a distintos tipos de tecnologías, que pueden tener diferentes perfiles de generación.

Se busca que el periodo de suministro sea acorde a los tiempos de financiamiento que tienen los proyectos de generación y de tal manera, facilitar con ello la participación de nuevos oferentes y nuevos proyectos.

Se permite también evaluar las ofertas considerando las fórmulas de indexación que tienen cada una, para que los precios que finalmente se adjudiquen vaya en relación con el potencial precio

que deban pagar los clientes y no solamente mirar el precio al momento de la presentación de la oferta.

- **Se establece que la CNE deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de tales procesos de licitación.**
- **Licitaciones de Largo Plazo**, con antelación de 5 años desde su adjudicación, para permitir desarrollo de proyectos.
 - **Adicionalmente, de ser necesario, se podrán definir licitaciones de Corto Plazo con menores plazos de antelación.**
- **Agregación de demanda** consiguiendo volúmenes de energía más grandes.

Se habilita al oferente a tener precios máximos ocultos, con objetivo de facilitar la competencia entre los distintos oferentes.

Se establece la necesidad de contar con un contrato tipo en las bases de licitación, de tal manera que todos los oferentes puedan tener a la vista cuáles son las condiciones contractuales a las cuales van a sujetarse una vez suscrito el contrato. Dentro de las condiciones del contrato, está la opción de revisión de precios ante cambio normativo, que es algo que vamos a profundizar más adelante, a solicitud de la de la Mesa Técnica.

- **Distintos tipos de bloques, tamaños, plazos y hasta segmentación horaria.**
- **Períodos de suministro acordes con los criterios de financiamiento (hasta 20 años).**
- **Evaluación de las ofertas considerando la fórmula de indexación.**
- **Precio máximo oculto a los oferentes.**
- **Incorporación de un contrato estándar en las Bases de Licitación.**
- **Opción de revisión del precio ante cambios normativos**

Respecto a esto último, partir diciendo que las licitaciones se hacen en función de las necesidades de demanda que se prevean y que como parte de del diseño, la ley establece

cuatro principales ejes objetivos con los cuales deben diseñarse las licitaciones, objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Sabemos que no todos ellos apuntan en la misma dirección necesariamente, pero al momento diseñar las licitaciones por parte de la Comisión Nacional de Energía, se evalúan cuáles son aquellos en los cuales se va a hacer más énfasis, con el fin de siempre de obtener el menor costo de suministro de corto y mediano plazo para los clientes regulados.

La Ley establece que le corresponderá a la Comisión, anualmente, y en concordancia con los objetivos de **eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación** que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, **al menor costo de suministro**.

- **eficiencia económica** (menor costo de producción)
- **competencia** (libertad de participación en el proceso)
- **seguridad** (promover la instalación de nueva capacidad que resuelva problemas de seguridad detectados)
- **diversificación** (cumplimiento de la cuota de ERNC del artículo 150 bis de la Ley)

El **dimensionamiento de estas** licitaciones se hace en función de la proyección de demanda que realice la Comisión, revisión que se hace anualmente en el "**Informe anual de licitaciones**" y que determina, finalmente, las necesidades de nuevos contratos a licitar, a partir de las brechas que se desprenden de la proyección de demanda y los contratos que se encuentren ya suscritos esta proyección de demanda.

Informe anual de Licitaciones:

(+) Proyección de demanda de las Distribuidoras

(-) Contabilización de los suministros previamente contratados

(=) Determinación de las necesidades de suministro a licitar

Resultados de la proyección de demanda puede ser discrepada ante el Panel de Expertos

Esto busca evitar una potencial discrecionalidad en el momento de realizar el dimensionamiento de los futuros contratos.

Las condiciones generales de estos contratos establecen boletas de garantía que deben ser entregadas por parte de los oferentes. Hay boletas de seriedad de la oferta al momento de participar y otras boletas de fiel cumplimiento que se entregan al momento de suscribir los contratos. Para resguardar la sostenibilidad financiera de los oferentes a lo largo de la vida del contrato, se solicita una calificación de riesgo mínimo al momento de presentar la oferta, pero también se debe mantener, y por eso recurrentemente se hace seguimiento a los **informes de calificación de riesgo** de los distintos participantes que tienen contratos suscritos.

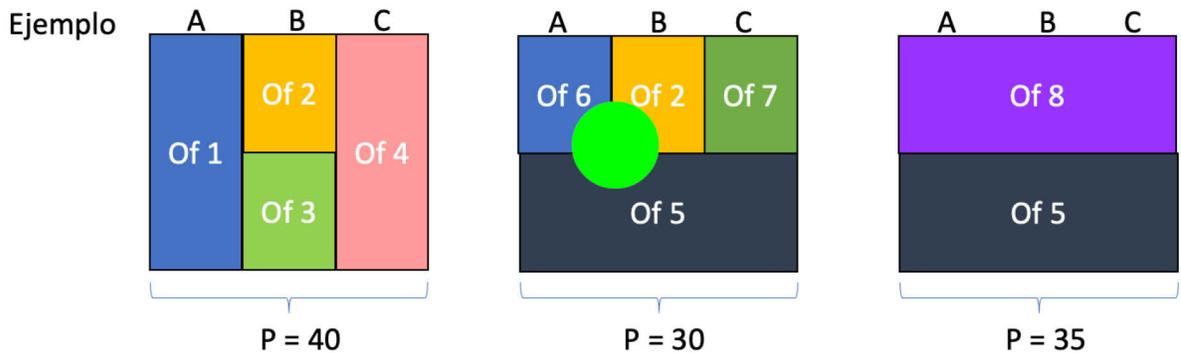
Se establecen auditorías técnicas en el caso de proyectos de generación que estén comprometidos con los contratos de suministro que sean suscritos. Esta es la manera de ir evaluando el avance de los distintos proyectos que están respaldando las ofertas y la existencia de multas en el caso de retrasos en cumplimiento de los hitos constructivos respecto al mecanismo de adjudicación.

Mecanismo de adjudicación. Se busca favorecer el menor precio de abastecimiento que tengan que pagar los clientes regulados y por lo tanto está orientado a buscar los menores precios de oferta. Sin embargo, como mencionamos, habían distintos objetivos que podían ser establecidos al momento del diseño de la licitación y en ese caso, también podría considerarse algunos de los objetivos que se han establecido como prioritarios o más relevantes para cada proceso dentro de la función u objetivo con la cual se va a adjudicar el proceso de licitación. Por ejemplo, si hubieran objetivos de diversificación o de seguridad, también dentro de la de la función objetivo con la cual se evalúan las distintas ofertas podrían ser ponderados de alguna manera el cumplimiento de este objetivo para seleccionar las ofertas más económicas que van a abastecer a los clientes regulados.

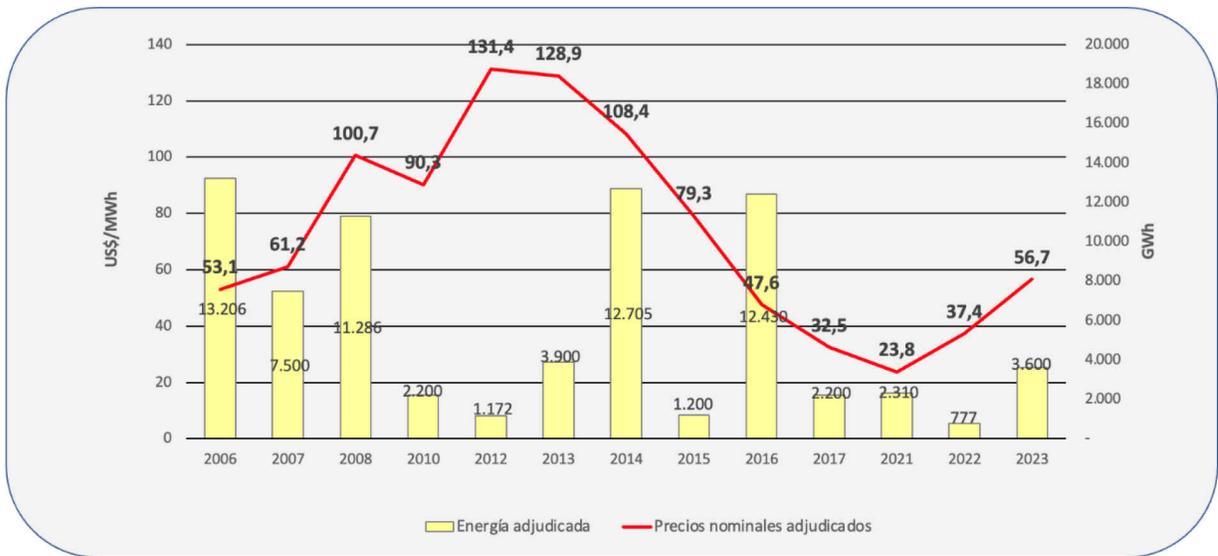
Así, se ha visto que en los últimos procesos se han incorporado bloques con segmentación horaria y en ese sentido, la adjudicación no va dirigida a obtener el menor precio en cada uno de su segmento, sino cuál es el menor precio de abastecimiento total que van a tener para los clientes regulados.

Por eso, se evalúan las distintas combinaciones de ofertas que se han recibido. Algunas de ellas, con precios únicamente para algunos de los bloques horarios. Otras combinaciones pueden tener precios que ligen o sean con restricción les mencionamos en las licitaciones, pero que vayan unidas o aparejadas a ofertas en los distintos bloques horarios y de esa manera se evalúan todas las combinaciones de posibles potenciales oferentes que abastezcan el suministro y se evalúa cuál es de ellas la que tiene la combinación con el menor precio total para el cliente regulado.

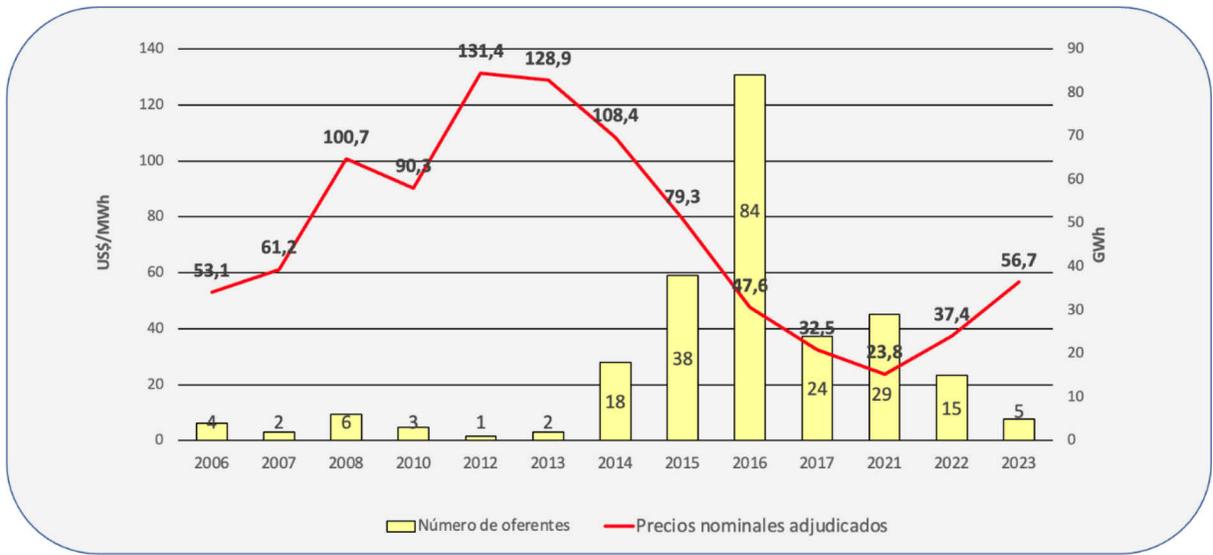
- ▶ Combinación de Ofertas que proporcione el menor Precio Nivelado para el cliente en el total del suministro licitado.
- ▶ Dependiendo del objetivo de la Licitación, podría ponderarse otros aspectos que ayuden al logro de tales objetivos (Ej: diversificación, seguridad)



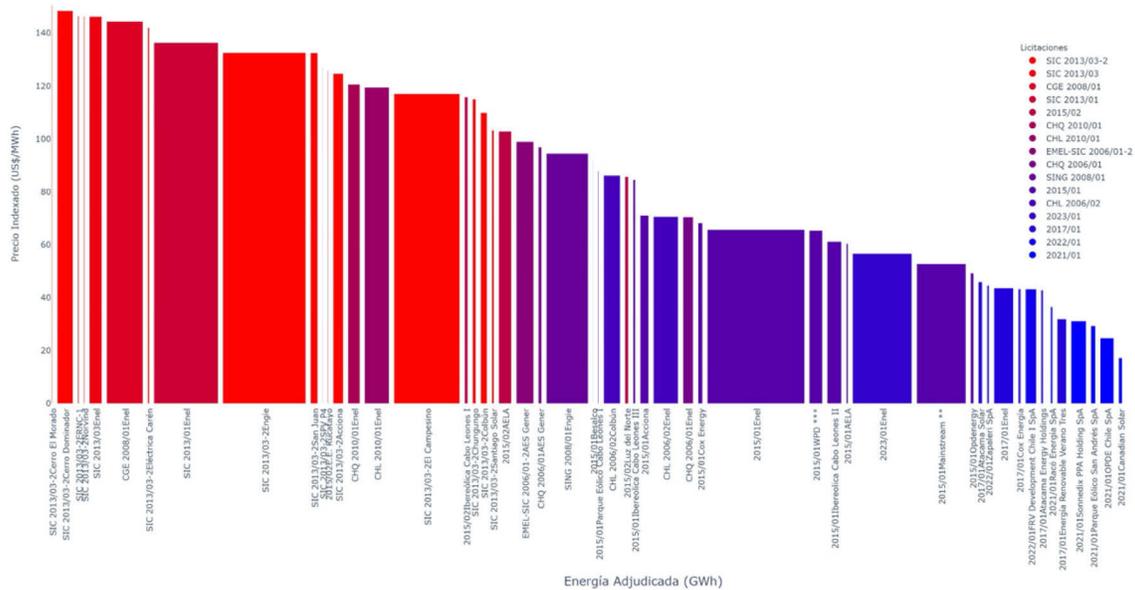
Revisando los resultados de las licitaciones de suministro, a partir de lo que se establece en el año 2005, vemos un promedio por año de los distintos precios nominales de adjudicación las licitaciones.



Se observa como en el periodo entre el 2012 a 2014 todavía había muy poca adjudicación. Habían condiciones que estaban dificultando la participación de la oferta, y la que estaba participando, estaba llegando con precios bastante altos. Esto fue lo que justificó la incorporación de la modificación al mecanismo de licitación, que tuvo como resultado -combinado con otros efectos de mercado- una disminución en los precios de oferta, que hemos obtenido en las licitaciones a partir del año 2015, año en que se publica la ley N°20.805.



La gráfica muestra cómo se ha relacionado a los precios obtenidos en los procesos de licitación en función de la cantidad de oferentes que han participado de estos procesos. Hay que tener en cuenta que los contratos tienen distintas duraciones y por lo tanto hay algunos contratos del periodo del 2012 al 2014 de precios altos que todavía siguen vigentes, incluso algunos del 2006. Los contratos que se han suscrito en los últimos años, particularmente desde el 2021 al 2023, con la antelación requerida que mencionábamos más arriba, todavía no entran en vigencia, por lo tanto, todavía sus precios no se han reflejado dentro de la cuenta que paga los clientes regulados.



La gráfica refleja los precios vigentes de contratos licitados. Los que están más en rojo, son contratos más antiguos. Los contratos en azul, representan los últimos que han sido suscritos y, los colores morados representan ponderaciones intermedias. Entonces, a la izquierda, en general, se da como relación que los contratos más antiguos han sido contratos más caros.

El ancho de la de la barra representa el volumen de energía de los distintos contratos. Por tanto, mientras más ancho en la barra, más ponderación tenía ese contrato dentro de la cartera total de contratos regulados y vemos que hacia el último tiempo tenemos muchos contratos pequeños que han permitido a distintos actores nuevos o proyectos particulares de generación puedan ir incorporándose y participando con precios más bajos.

Licitación	Inicio Suministro	Fin Suministro	Bloque	Suministrador Actual	Energía Adjudicada (GWh)	Precio Adjudicado (US\$/MWh)	Precio Indexado PNP julio 2024 (US\$/MWh)	Indexación combustibles
CHQ 2006/01	ene-10	dic-24	BB1	Enel	189	51,0	71,4	x
	may-10	dic-24	BB2	Enel	430	50,2	70,1	x
	ene-10	dic-24	BB1	AES Gener	189	57,9	96,9	x
EMEL-SIC 2006/01-2	ene-10	dic-24	BB Norte	AES Gener	353	59,0	106,7	x
	ene-10	dic-24	BB Sur	AES Gener	694	52,5	95,0	x
CHL 2006/02	ene-11	dic-25	BB3	Enel	1.500	61,0	70,6	x
	ene-11	dic-25	BB3	Colbún	1.000	58,0	86,2	
CGE 2008/01	ene-10	dic-24	2	Enel	2.200	102,0	144,4	
SING 2008/01	ene-12	dic-26	1	Engie	2.530	90,0	94,5	x
CHQ 2010/01	ene-13	dic-26	4	Enel	110	90,0	122,3	x
	ene-14	dic-26	5	Enel	220	88,5	122,4	x
	ene-15	dic-26	6	Enel	385	88,9	119,1	x
CHL 2010/01	ene-14	dic-27	1	Enel	1.485	91,0	119,4	x
SIC 2013/01	dic-13	dic-24	1	Enel	3.900	128,9	136,3	x
SIC 2013/03	sept-14	dic-25	1	Enel	750	112,0	146,2	
SIC 2013/03-2	ene-16	dic-30	1-A, 1-B, 1-C	Eléctrica Carén	25	129,4	143,6	
	ene-16	dic-30	1-A, 1-B, 1-C	ERNC-1	60	132,0	146,4	
	ene-16	dic-30	1-B	Chungungo	190	103,6	115,0	
	ene-16	dic-30	1-B	Cerro El Morado	40	135,8	150,6	
	ene-16	dic-30	1-B	SPV P4	20	114,4	127,0	
	ene-17	dic-31	2-A, 2-C	San Juan	120	117,2	130,1	
	ene-17	dic-31	2-B	Colbún	380	99,0	109,8	
	ene-17	dic-31	2-B	Santiago Solar	120	93,0	103,2	
	ene-18	dic-32	3	Acciona	600	112,3	124,7	
	ene-18	dic-32	3	Engie	5.040	140,4	132,5	x - RIAE
	ene-18	dic-32	3	Eléctrica Carén	60	127,4	141,3	
	ene-18	dic-32	3	San Juan	300	120,2	133,4	
	ene-19	dic-33	4	Cerro Dominador	950	133,7	148,4	
	ene-19	dic-33	4	El Campesino	4.000	125,8	117,0	x - RIAE
	ene-19	dic-33	4	Norvind	50	131,9	146,3	

Licitaciones bajo Ley N° 20.805

Licitación	Inicio Suministro	Fin Suministro	Bloque	Suministrador Actual	Energía Adjudicada (GWh)	Precio Adjudicado (US\$/MWh)	Precio Indexado PNP julio 2024 (US\$/MWh)	Indexación combustibles
2015/02	ene-17	dic-36	4-A, 4-B, 4-C	AELA	768	79,3	102,9	
	ene-17	dic-36	4-A, 4-C	E.E. Rucatayo	39	97,0	125,8	
	ene-17	dic-36	4-A, 4-C	Ibereólica Cabo Leones I	195	89,3	115,8	
	ene-17	dic-36	4-B	Luz del Norte	198	66,1	85,7	
2015/01	ene-21	dic-40	1	Mainstream *	2.530	40,6	52,1	
	ene-21	dic-40	1	Opdenergy	176	38,1	49,3	
	ene-21	dic-40	2-A, 2-B, 2-C	Mainstream *	176	43,1	55,8	
	ene-21	dic-40	2-A, 2-B, 2-C	Ibereólica Cabo Leones II	858	47,2	61,2	
	ene-21	dic-40	2-A, 2-B, 2-C	WPD **	699	50,0	64,7	
	ene-21	dic-40	2-A, 2-C	Parque Eólico Cabo Leones I	46	67,9	87,9	
	ene-21	dic-40	2-A, 2-C	Ibereólica Cabo Leones III	130	65,3	84,5	
	ene-21	dic-40	2-C	Besalco	10	71,0	91,9	
	ene-22	dic-41	3	WPD **	88	54,5	70,5	
	ene-22	dic-41	3	AELA	88	46,7	60,4	
	ene-22	dic-41	3	Mainstream *	286	44,1	57,0	
	ene-22	dic-41	3	Acciona	506	54,9	71,0	
ene-22	dic-41	3	Enel	5.918	50,7	65,7		
ene-22	dic-41	3	Cox Energy	264	52,7	68,2		
2017/01	ene-24	dic-43	2	Atacama Energy Holdings	120	34,1	42,9	
	ene-24	dic-43	2	Atacama Solar	220	36,5	45,9	
	ene-24	dic-43	1 y 2	Cox Energía	140	34,4	43,3	
	ene-24	dic-43	1 y 2	Enel	1.180	34,7	43,6	
	ene-24	dic-43	1	Energía Renovable Verano Tres	540	25,4	31,9	

Licitaciones adjudicadas que aún no inician suministro

Licitación	Inicio Suministro	Fin Suministro	Bloque	Suministrador Actual	Energía Adjudicada (GWh)	Precio Adjudicado (US\$/MWh)	Precio Indexado PNP Julio 2024 (US\$/MWh)	Indexación combustibles
2021/01	ene-26	dic-40	1-A, 1-B, 1-C	Canadian Solar Libertador Solar	209	14,8	17,3	
	ene-26	dic-40	1	OPDE Chile SpA	819	21,3	24,7	
	ene-26	dic-40	1	Sonnedix PPA Holding SpA	903	26,8	31,2	
	ene-26	dic-40	1-A, 1-C	Mainstream *	106	31,4	36,6	
2022/01	ene-27	dic-41	1	Zapaleri SpA	126	38,4	44,6	
	ene-27	dic-41	1	FRV Development Chile I SpA	651	37,2	43,3	
2023/01	ene-27	dic-46	1	Enel	1.500	56,7	56,7	
	ene-28	dic-47	2	Enel	2.100	56,7	56,7	

Término anticipado de contratos. Los contratos son a precios fijos, normalmente no tienen etapas de renegociación de contratos y eso, es para asegurar la estabilidad por el largo periodo de tiempo con el cual se suscriben. Pero, la ley si estableció un mecanismo para acotar el riesgo regulatorio, es decir, que cambien las condiciones normativas y que eso puede impactar en los contratos, de manera que el oferente no ponga primas excesivas por riesgos, al momento de presentar su oferta.

Entonces, si el regulador quisiera hacer algún tipo de estos cambios, se incorporó este mecanismo que permite hacer una revisión ad hoc de los contratos y ver si ese cambio normativo impacta en el equilibrio del mismo, permitiendo determinar cuál sería la adecuación en el precio necesaria para volver al equilibrio o deshacer el desequilibrio económico del contrato.

Es importante destacar es que este mecanismo se gatilla por causa inimputable al suministrador, pero particularmente debido a los cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria, no simples cambios en las condiciones del mercado, sino por cambios normativos.

Estos cambios normativos tienen que ocasionar un desequilibrio excesivo en el contrato, y para eso, también la ley estableció que el límite de que representa un cambio o un desequilibrio excesivo estaría dentro de las bases. En el último proceso, ha sido el orden de cambio de 2% en los costos de operación o inversión.

Este mecanismo puede ser activado por el suministrador o la distribuidora, vale decir, si el cambio normativo implica un desequilibrio que le entrega sobre rentas al contrato. Esto también podría ser gatillado por la distribuidora de manera que se adecúen los precios a la baja, volviendo a las condiciones al momento de la presentación de oferta.

En estos procesos también pueden participar las asociaciones de consumidores haciendo observaciones y recurriendo al Panel de Expertos, que es la última etapa que tiene el mecanismo.

Artículo 134 de la LGSE: único mecanismo de adecuación del precio del contrato, con el objetivo de reducir riesgo regulatorio.

- Por causas no imputables al suministrador, debido a **cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria**
- Que ocasionen costos que produzca un **excesivo desequilibrio económico**, respecto de las condiciones existentes al momento de presentación de la oferta.
- Puede activarlo Suministrador o Distribuidora y participan las Asociaciones de Consumidores.
- CNE verifica los requisitos y su aprobación o rechazo puede ser discrepada ante el Panel de Expertos

A lo largo de la vida de este mecanismo se ha activado en varias ocasiones. Así, por ejemplo, en el contrato de ACCIONA, del 2015, que está solicitando incrementar el precio del contrato en lo que actualmente sería para hacerlo comparable. El precio vigente hoy en día es de 71 dólares aproximadamente, por lo que está solicitando 28 dólares adicionales. Esta solicitud fue rechazada por la CNE, quien evaluó que no se están cumpliendo los requisitos para activar el mecanismo. La solicitante recurrió al Panel de Expertos, quienes actualmente se encuentran elaborando el dictamen de dicha discrepancia. Otros dos ejemplos son, las solicitudes del mismo generador, el Parque Eólico Cabo León. Una, por su contrato suscrito en la licitación 2015-02 y otro por la licitación 2015-01, los que aún no han sido objeto de resolución de la CNE respecto a su aprobación o rechazo, ya que se encuentran todavía en etapa de evaluación de los antecedentes para su definición.

➤ Ha sido activado por 3 contratos:

1. **Acciona (2015/01)**

- Precio actual: 71,05 US\$/MWh
- Incremento solicitado: 27,8 US\$/MWh
- Estado: En preparación dictamen de Panel de Expertos, por discrepancia de Acciona, ante rechazo por parte de la CNE por incumplimiento de requisitos del mecanismo.

2. **Parque Eólico Cabo Leones I (2015/02)**

- Precio actual: 110,23 y 123,19 US\$/MWh en bloques A y C
- Incremento solicitado: 5,60 y 9,36 US\$/MWh en bloques A y C
- Estado: En preparación resolución de aprobación o rechazo de la CNE.

3. **Parque Eólico Cabo Leones I (2015/01)**

- Precio actual: 81,54 y 92,93 US\$/MWh en bloques A y C
- Incremento solicitado: 5,60 y 9,36 US\$/MWh en bloques A y C
- Estado: En preparación resolución de aprobación o rechazo de la CNE.

Precio de Nudo Promedio (PNP). En la configuración de los distintos contratos que vimos, a través de las licitaciones, las distribuidoras tienen que pagar a su suministrador el precio de cada uno de sus contratos. Así, el suministrador recibe el precio de su contrato particular, pero la distribuidora se lo traspasa a los clientes, para poder recaudar los recursos necesarios con el fin de pagar a sus suministradores el "*precio promedio*" de esos contratos. Éste es conocido como el PNP.

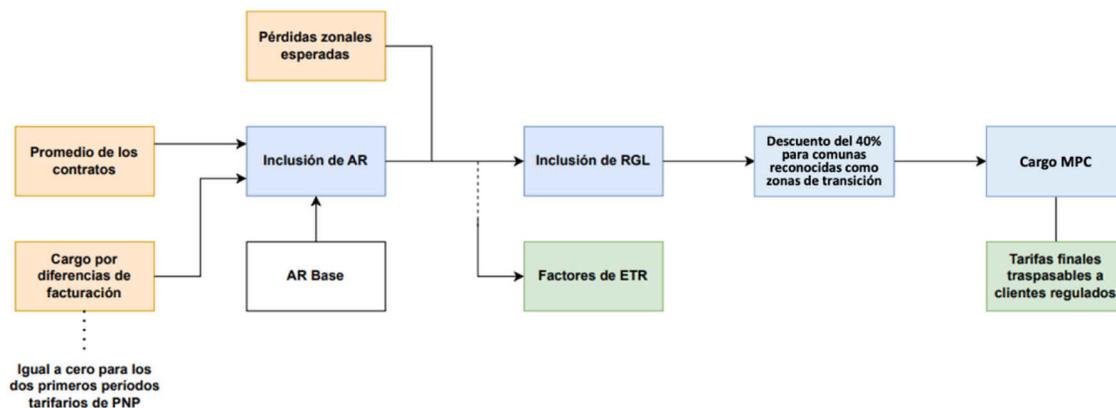
La fijación del PNP se realiza de manera semestral por parte de la comisión nacional de energía. En él, se adicionan distintos ajustes que establece la ley, tales como el ajuste de recargo, para evitar diferencias significativas entre los precios de las distintas distribuidoras establecidas en el artículo N°157; las diferencias de facturación, que tienen que ver con el traspaso de los costos reales y; las diferencias que van ocurriendo en la forma de la indexación a lo largo del tiempo y que quedan fijas durante el periodo de vigencia de cada una de las fijaciones semestrales.

El reconocimiento de generación local, también se aplica a los precios de las distintas distribuidoras. Los descuentos por zonas en transición que estableció la ley N°21.067 y el cargo MPC que estableció la ley N°21.472.

- **Las Distribuidoras pagan a sus Suministradores el precio de cada contrato y traspasan a sus clientes regulados el PNP, que corresponde al promedio de sus contratos.**

- **PNP se fija semestralmente por Decreto del Ministerio de Energía, previo Informe de la CNE.**

- **Adicionalmente, contiene los siguientes ajustes:**
 - **Ajuste o Recargo que evita superar en más de 5% el PNP promedio del SEN (artículo 157° LGSE), .**
 - **Diferencias de Facturación (artículo 158° LGSE)**
 - **Reconocimiento de Generación Local (artículo 157° LGSE)**
 - **Descuento zonas en transición (Ley 21.667)**
 - **Cargo MPC (Ley 21.472)**



C.- Finalmente, sobre el marco regulatorio bajo el cual se calculan las tarifas de los sistemas medianos, esto está incluido en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley N°19.940, Ley Corta I, 2004, LGSE, artículo 72-1 (Ley N°20.936, Ley de Transmisión, 2016), artículo 159 y artículos 173° a 180°. Además, existen dos bajadas particulares, el Decreto Dupremo N°229 que aprueba el esquema de valorización y expansión de los sistemas medianos y, el Decreto Supremo N°23 del 2015 que que Aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. También existe una norma técnica de seguridad y calidad de servicio para los sistemas medianos, cuya última versión es del año 2018.

1. Ley General de Servicios Eléctricos (Ley N° 19.940, Ley Corta I, 2004, LGSE)

- Artículo 72°-1 (Ley N° 20.936, Ley de Transmisión, 2016)
- Artículo 159°
- Artículos 173° a 180°

2. Decreto Supremo N° 229, que Aprueba Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, de 2005.

3. Decreto Supremo N° 23, que Aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, de 2015.

4. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, de 2018.

Cabe recordar que los sistemas medianos son aquellos que van desde una potencia instalada de los 1500 kilowatts hasta 200 megawatts, donde bajo este proceso tarifario, a cargo de la Comisión Nacional de Energía, se calcula el costo incremental de desarrollo, que es aquel costo, valga la redundancia, que permite saber cómo ir abasteciendo a una unidad adicional de potencia, dentro de las necesidades de este sistema mediano, de la forma más eficiente posible pero también, aquellos costos totales de largo plazo que son los que van a sostener el funcionamiento de las distintas cadenas de abastecimiento, generación y transmisión en aquellos sistemas que tienen esta componente y distribución.

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico (art. 159° LGSE)

Proceso tarifario de los sistemas medianos. Tiene como objetivo la determinación de un plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión de dichos sistemas, así como la determinación del costo incremental de desarrollo (CID) y el costo total de largo plazo (CTLP) de los segmentos de generación, transmisión y distribución, según corresponda (art. 177° LGSE).

El CID corresponde al costo medio de abastecer un kW de potencia y un kWh de energía adicional de un proyecto de expansión eficiente del respectivo sistema, cuyo valor actual neto es cero. Dicho costo corresponde a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones del sistema y el aumento en los costos de operación en el respectivo sistema (art. 176° LGSE).

El CTLP corresponde al valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación e inversión, en que se incurra en el periodo tarifario de 4 años, de un proyecto de reposición (que se determina desde cero) para abastecer la demanda en el largo plazo.

Por lo tanto, básicamente, la diferencia entre ambos es que el costo incremental de desarrollo ve los adicionales durante el periodo de tarificación y planificación y el costo total de largo plazo parte de una empresa eficiente que tiene esta misión de dar suministro de energía y transmitir esa energía al sistema mediano.

¿Cuál es el procedimiento y el proceso que sigue la CNE en este proceso de tarificación?

Primero, tenemos las bases técnicas administrativas que realiza la Comisión Nacional de Energía, donde se definen los principales componentes y definiciones para el desarrollo de estos estudios. Los estudios son desarrollados por las empresas operadoras del sistema mediano.

Estos informes son base para el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía donde, dependiendo de comentarios observaciones, puede ser modificado y va a llegar a convertirse en el Informe Técnico Definitivo de la Comisión. Dicho informe técnico definitivo de la Comisión puede ser discrepado por las empresas ante el Panel de Expertos.



Dentro de las etapas de tarificación y expansión de sistemas medianos, destacan:

- **Bases técnicas y administrativas**, que definen los criterios para el desarrollo de los estudios de las empresas y los informes de la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- **Estudio de las empresas**, adjudicado a una empresa consultora que se encuentre en un listado acordado entre las empresas y la CNE. Dicho estudio debe presentar una propuesta de expansión del respectivo sistema mediano y de cálculo de los CID y CTLP correspondiente.
- **Informe Técnico CNE**, en el cual se realizan ajustes y cambios a los estudios presentados por las empresas. Dicho informe puede ser discrepando por las empresas operadoras de los sistemas medianos frente al Panel de Expertos

El Plan de Expansión se determina en función del Costo Incremental de Desarrollo (CID). El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo (CTLP) del segmento correspondiente (art. 174° LGSE)

El precio de potencia (Pp), se estima considerando la unidad de punta que se determina para los sistemas medianos en el Estudio de Costos de Inversión Unidad de Punta que realiza la CNE.

Por su parte, el precio de energía (Pe), se determina de manera tal que multiplicado por la energía proyectada para el periodo de tarificación de 4 años y sumado a la recaudación por potencia (Pp multiplicado por la potencia proyectada para el mismo periodo), se alcance el CTLP (\$/año) determinado.

$$\text{CTLP} = E \times Pe + P \times Pp$$

Los precios se fijan para los 4 años y reflejan la anualidad de inversión y el COMA de una única empresa modelo, que abastece de forma eficiente el respectivo sistema mediano.

Los precios se fijan para los 4 años y reflejan la anualidad de inversión y el COMA de una única empresa modelo, que abastece de forma eficiente el respectivo sistema mediano.

Adicionalmente a los precios, se determinan fórmulas de indexación que permiten actualizar dichos precios por índices como el IPC, CPI, costo de combustibles, entre otros.

2.- **En la sesión del 9 de septiembre**, expusieron don Hernán Calderón de Conadecus, don Patricio Molina gerente general de Fenacopel, don Javier Bustos, director ejecutivo de Acenor, don Cristian Mires, de la ONG Energía Colectiva y don Marcelo Vázquez, Asesor del diputado don Cristian Tapia.

A.- Don Hernán Calderón de Conadecus. Agradece la oportunidad para dar la opinión de la agrupación a la que representa.

Señala que, conocido el proyecto de ley que presentó el Ejecutivo con el fin de ampliar la cobertura del subsidio y disminuir el costo de la energía para las personas más vulnerables, consideran de que hay aspectos positivos en él, sin embargo, a su parecer, éste no abarcó, ni tocó temas de tales como, pasar de la emergencia y la urgencia que nos llevó a necesitar un subsidio, a buscar los mecanismos para que se puedan bajar las tarifas en forma definitiva.

En ese sentido, Conadecus expondrá su postura en la voz de don Oscar Cabello, ingeniero eléctrico, quien junto al equipo, ha preparado un análisis, que pasa a exponer.

Don Oscar Cabello, expone que, como todos saben, en abril se publicó la ley N°21.667 -Ley de Estabilización Tarifaria- que dispuso la creación de esta Mesa Técnica, una de cuyas tareas es evaluar políticas que permitan disminuir las alzas en las tarifas eléctricas. Es así que el 24 de junio, Conadecus presentó un primer documento a esta mesa, que contiene un diagnóstico de los principales problemas sector y un conjunto de propuestas para abordarlos. Ahora, entrega una síntesis actualizada de esas propuestas. Así:

Es preciso eliminar las actuales barreras para ser consumidor libre. Conadecus ha propuesto al TDLC reducir el umbral de potencia conectada no a 300 kW sino que a 0 kW, pero también hemos propuesto que se mantenga al menos un plan regulado para aquellos clientes que no quieran ser clientes libres. Ahora bien, en caso que el Tribunal de Libre de Competencia decida bajar el umbral solamente a 300 o incluso si decidiera no reducirlo y mantenerlo en 500, es fundamental que se reconozca el derecho de los consumidores y de las pequeñas y medianas empresas a agrupar sus demandas de energía hasta alcanzar el umbral que corresponda, de modo de lograr mejores tarifas con los generadores o con los actuales comercializadores.

Un ejemplo muy gráfico, tal vez un poco burdo, pero que explica muy bien esto sería: Si en la esquina hay un almacén que vende porotos, pero solamente por saco, no por kilo, y los vecinos se agrupan para comprar un saco y dividirlo, eso es absolutamente legítimo.

Nosotros no sabemos por qué podría haber algún impedimento para que se haga lo mismo hoy con la ley actual, en materia de energía.

Hay un antecedente importante, lo ocurrido con la Autopista de Vespucio Norte, donde se logró con un fallo en la Corte Suprema, agrupar sus demandas que estaban distribuidas.

Afirma que, desde Conadecus, piensan que **es indispensable que la Comisión Nacional de Energía o las distribuidoras inicien un proceso de revisión de los contratos de generación más antiguos**. Indica que, como ya todos saben, se trata de contratos bastante caros, muchos de ellos, porque se dieron en condiciones muy distintas a las actuales. Esos contratos tendrían que ser revisados para orientarlos a costo.

Este proceso se podría abordar mediante una negociación directa con las grandes generadoras, y si ello no prospera, por lo menos al amparo del artículo 134 de la LGSE.

Agrega que, como medida complementaria, la Comisión Nacional de Energía debería licitar nuevos bloques de suministro que se implementen a la brevedad, no en cinco años más. Esto, mediante un proceso competitivo y no discriminatorio, que permita cualquier tecnología, no solo la tecnología PMGD.

También les parece indispensable revisar el proceso de modelación y regulación de los precios de las empresas de transmisión y distribución, para que sea más simple y transparente. ¿Por qué decimos esto? Porque es frecuente ver que la rentabilidad máxima de las empresas está regulada en un 6 o 7 por ciento y las empresas reales a veces rentan un 8, 9, 10 por ciento y tal vez más.

¿Por qué ocurre esto? ¿Será porque el modelo está mal hecho o porque la compañía tiene realmente menores costos que la empresa eficiente? El modelo de empresa eficiente, lo que permite es simular condiciones de competencia y la empresa real debería rentar menos que la empresa eficiente considerada para su modelación.

En cuanto a la descarbonización, plantea que si bien es un tema políticamente incorrecto, consideran necesario tocarlo. Proponen que, los costos de la transmisión, vuelvan a ser de cargo de la generadora. El haber traspasado estos costos, que eran de cargo de la generación, a los usuarios finales, fue un error.

No debe iniciarse el cierre forzoso de las plantas térmicas. Estiman que la generación térmica, sobre todo basada en gas natural, tiene todavía un espacio importante, porque es de bajo costo.

Afirma que los costos sistémicos deberían seguir siendo de cargo de la generadora y no como se ha intentado ahora, traspasarlos al usuario final. Esto provocaría distorsiones enormes en el sistema de precios e impediría la competencia. Un generador puede oponerse a los costos sistémicos, puede negociarlos, un consumidor individualmente o incluso agrupado no puede revisar esos costos sistémicos que suben día a día.

Consideran que debe eliminarse el precio estabilizado que hoy día favorece a los PMGD. Estos tienen que asumir todos los costos en los que incurren –incluidos los costos de respaldo– y competir en igualdad de condiciones con los demás generadores (ERNC o convencionales).

Finalmente, en este punto, Sostienen que es preciso revisar el mecanismo de los precios mayoristas e instantáneos de la electricidad, los famosos costos marginales, de modo que los generadores que compren energía paguen al menos el costo alternativo de generarla con su propio medio.

Indica que **es necesario dar cumplimiento estricto al artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos para que la empresa china State Grid desinvierta en transmisión o en generación.** La ley hoy día no permite que la empresa transmisión esté también en distribución. Sin embargo, State Grid ha transgredido esa norma y ninguna autoridad ha querido intervenir en el asunto. Dice conocer de la existencia de proyectos de ley que tenderían a legalizar esta situación, lo cual les parece muy peligroso.

Es por lo anterior que **proponen al ejecutivo poner fin a cualquier intento destinado a flexibilizar la reacción actual del artículo 7 de la Ley de Servicios Eléctricos.**

Ahora bien, si la revisión de contratos propuesta en los puntos anteriores no prospera, es esencial que se modifique la Ley de Servicios Eléctricos, para que se reconozca el derecho de los consumidores o de las pymes a solicitar la revisión de los contratos de suministro cuando existan desequilibrios.

Plantea que es necesario que el Ejecutivo revise y reduzca los actuales roles de los diversos organismos que intervienen al sector. Este es un sector que se ha enmarañado burocráticamente, hay mucha burocracia, mucho reglamento, mucha norma, nadie define claramente los temas, las responsabilidades se deslindan de un organismo a otro y esto no está funcionando bien.

Finalmente, piensan que **se debe estudiar y proponer una nueva Ley de Servicios Eléctricos que sea mucho más simple que la actual, que además contemple sanciones drásticas y efectivas para los incumplimientos de los concesionarios.**

B.- Don Patricio Molina, gerente general de FENACOPEL. Entrega un contexto general sobre el cual han elaborado sus propuestas.

Lo primero, que no es desconocido que **la creciente electrificación del consumo energético requerirá mayores inversiones en redes de distribución, en soluciones de almacenamiento y en generación local.**

También, la resiliencia en las redes será necesaria para enfrentar los eventos climatológicos catastróficos, cada vez más recurrentes en varias regiones del país. Todos deseamos mayor resiliencia en las redes, sobre todo con el tema del cambio climático, ya que cada vez son eventos climatológicos más catastróficos y cada vez nos cuesta más reponerlas. Recordemos lo último que pasó en agosto, el evento climático que afectó a nueve regiones del país.

Adicionalmente, buscamos lograr una mejor calidad de suministro eléctrico, así como contar con información más fidedigna y en línea, que beneficie el monitoreo y operación de las redes, lo que requiere de aumentar el nivel de digitalización en ellas.

Agrega que no podemos desconocer y tenemos que **hacernos cargo de las deudas históricas, ya sea tanto en generación como en distribución,** y esto, debido a las medidas que se tomaron en su momento cuando ocurrió el estallido social y posteriormente, para poder enfrentar la pandemia. Estas medidas tomadas para enfrentar las situaciones pasadas, han llevado a que las tarifas distintas de las residenciales asuman los mayores costos en beneficio de las tarifas residenciales, lo que ha introducido distorsiones en los precios.

Hay que entender que todo eso se ha llevado a un cargo adicional en las tarifas y este cargo nos va a acompañar hasta el 2035.

En resumidas cuentas, se debe entender que todo lo que ha señalado como contexto general, se va a traducir en mayores costos, los que debemos enfrentar en el futuro cercano y que se van a reconocer en las tarifas.

Ahora, considera que, lo que tenemos actualmente para ver es cómo avanzamos, y en esto es indiscutible el éxito social que ha tenido la implementación de la Ley de Equidad Tarifaria, la Ley N°20.928 del año 2016, en la cual se sociabiliza el costo de la cuenta eléctrica a nivel nacional, de los clientes residenciales con las tarifas más baratas y de las otras tarifas en beneficio de los clientes residenciales que tenían tarifas más caras.

Hace presente que, todas las cuentas tipo de los clientes residenciales se llevaban a un rango de un máximo de variación de un 10% con respecto al promedio nacional, cuando en la realidad teníamos tarifas que estaban sobre el 100% de diferencia con las de Santiago y que esta medida vino a beneficiar a cerca de tres millones de hogares. Sin embargo, el tiempo ha pasado, por lo que considera que las medidas implementadas durante los últimos años han reflejado un incremento en subsidios cruzados que se dan entre tarifa y afectado la equidad Tarifaria.

En conclusión respecto a lo expuesto, considera se ha hecho necesario reformar el mecanismo de Equidad Tarifaria y hacernos cargo de estos mayores costos que deben enfrentar las tarifas distintas a las residenciales, avanzando a una tarifa única nacional.

En una primera instancia y en el corto plazo, los impactos en las tarifas pueden ser atenuados de manera importante para los usuarios residenciales al perfeccionar el actual Mecanismo de Equidad Tarifaria (Ley 20.928/2016), variando sus guarismos del 10% a p.ej. 5% y de 200 kWh a p.ej. 350 kWh. De manera complementaria el mecanismo debiese operar para el resto de tarifas.

En una segunda instancia y en el mediano-largo plazo, se debe lograr un esquema tarifario más justo desde el punto de vista social, es decir, que existan tarifas únicas a nivel nacional por tipo de cliente (vulnerable, residencial, comercial, industrial, pyme, entre otros) y con precios crecientes por nivel de consumos (a medida que más se consume el kWh es más caro).

C.- Don Javier Bustos, director ejecutivo de Acenor. Agradece el espacio para realizar la presentación. Explica que ésta era parte del trabajo la vienen haciendo como asociación gremial de clientes eléctricos no regulados y con aquellos asociados que son clientes libres, los que representan a los sectores productivos del país.

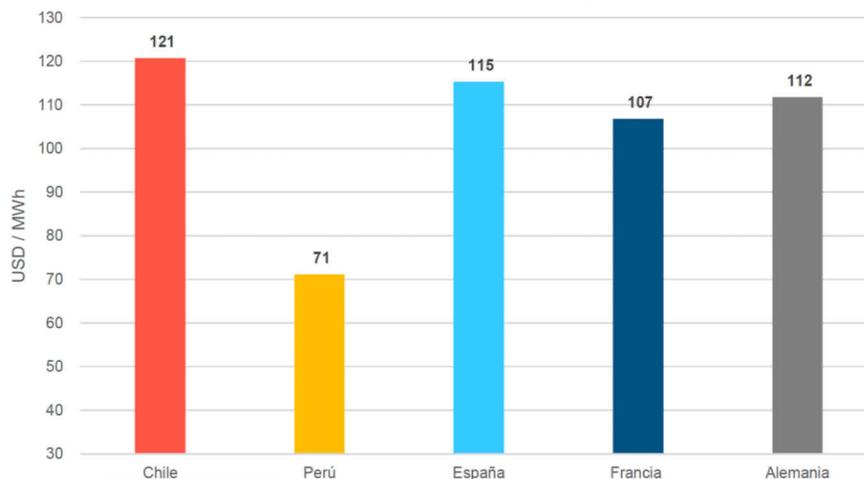
Aclara, para aquellos que no conocen la regulación, que todos los clientes no regulados son aquellos que se encuentran por encima de los 5 megas de potencia conectada y, aquellos que eligieron ser clientes no regulados, pero que pueden también ser regulados, todos aquellos que están entre 500 y 5000 kilowatts de potencia conectada.

Plantea que, se podría pensar, cuál sería su aporte como clientes no regulados, cuál sería su aporte a medidas que pudieran mejorar los pagos de los clientes regulados. Explica que, en realidad, todos los clientes terminan pagando los mismos costos del sistema eléctrico, los costos de generar, de transmitir y de distribuir. Que todos comparten en particular los mismos cargos de transmisión, los mismos precios de potencia, de distribución, de cargo por servicio público y que a partir del año 2027, de acuerdo a los últimos contratos adjudicados a clientes regulados, también los clientes regulados van a empezar a pagar cargos sistémicos, cargos que ya los clientes libres vienen pagando hace varios años.

Entonces, hoy en día es bueno preguntarse cómo hacemos el sistema más eficiente, para que efectivamente podamos ver una reducción de tarifas que sea sostenible.

Señala que ellos se preguntan ¿qué tan caros somos como país para suministrar energía eléctrica?

Situación actual: Los sectores productivos tienen costos eléctricos no competitivos

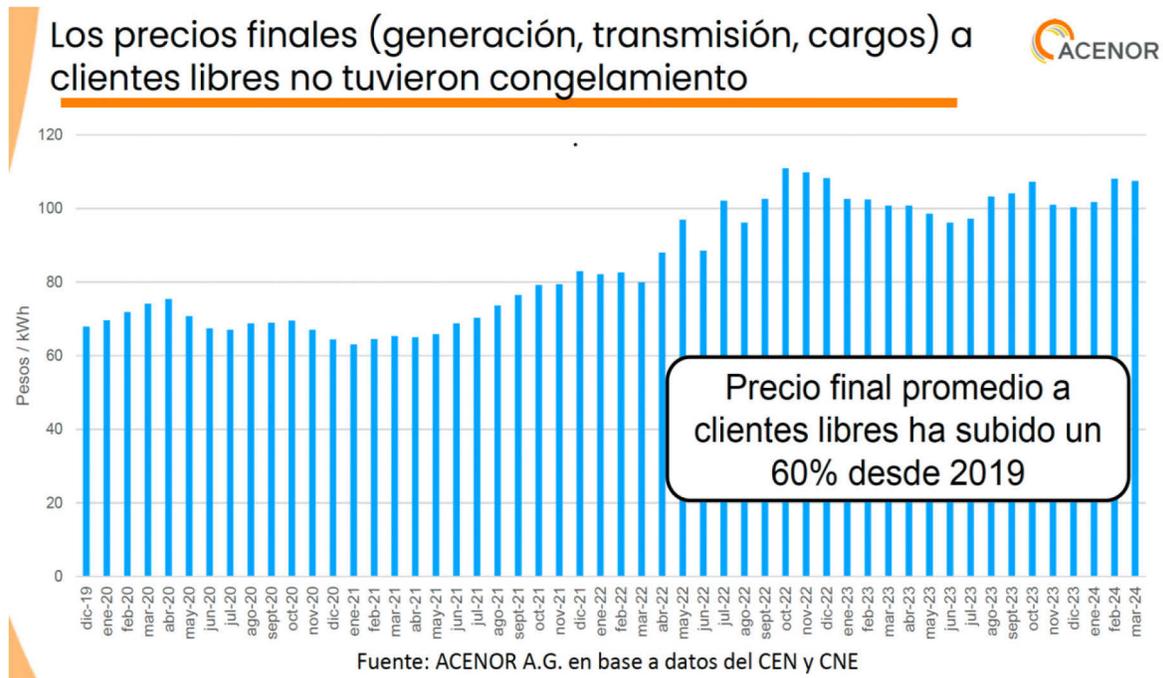


Chile tiene costos promedio totales 70% más altos que Perú, 13% más altos que Francia, 8% que Alemania y 5% que España

Fuente: Barómetro de Precios y Costos del Sistema Eléctrico en Chile. Construido en base a datos de CNE y CEN (Chile), OSINERGMIN (Perú) y AEGE (España) para año 2023

Estos son resultados de un barómetro de precios y costos que nosotros recientemente publicaron. Explica que tomaron información nacional y de otros países y vieron que Chile está bastante lejos de otros países, sea cercanos, en el caso de Perú, esto es un dato para el año 2023, e incluso más caros que países europeos cuando uno toma el precio final, o sea, cuando uno dice cuánto es lo que paga como factura un cliente no regulado, o sea, energía, potencia, transmisión, todos los cargos, la cuenta final, para no tomar en cuenta solo un componente.

Afirma que efectivamente, estamos más caros que otros países y hay que preguntarse qué ha pasado en los últimos años.



El gráfico muestra a los clientes libres que no tuvieron congelamiento de tarifas de energía. Así, cuando uno toma el dato diciembre 2019 hasta marzo 2024 aproximadamente, lo que se ve, es que aumentó un 60% el precio a clientes no regulados y cuando uno dice, esto fue por inflación, el ajuste por inflación en ese mismo periodo fue el 30%, o sea, acá fue mucho más de lo que aumentó el costo total de suministro eléctrico a clientes libres.

Adicionalmente, los clientes libres están aportando cerca de USD 1.800 millones al Fondo de Tarifas



RECURSOS QUE INVOLUCRAN LA ESTABILIZACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS A 2035

RECAUDACIÓN	RECURSOS
FET Base	US\$ 172 millones
Aporte estatal	US\$ 15 millones
CSP	US\$ 2.072 millones
Cargo MPC	US\$ 4.953 millones
DESTINO	RECURSOS
Capital Primera ley de estabilización	US\$ 1.350 millones
Interés de la primera ley de estabilización	US\$ 84 millones
Capital Segunda ley de estabilización	US\$ 1.234 millones
Interés de la segunda ley de estabilización	US\$ 566 millones
Capital tercera ley de estabilización	US\$ 2.034 millones
Interés tercera ley de estabilización	US\$ 1.210 millones
Subsidios	US\$ 300 millones
FET Final	US\$ 434 millones
Total	US\$ 7.212 millones

80% de la recaudación de Cargo por Servicio Público (CSP) es pagada por clientes libres.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LA CNE.

Esto, agrega, incluye que los clientes libres desde el año 2022 vienen pagando parte del fondo de tarifas, de estabilización de tarifas, y que cuando uno hace la sumatoria de todo lo que los clientes libres van a tener que pagar a ese fondo de tarifas, para pagar la deuda de los clientes regulados con las generadoras, son 1.800 millones de dólares que los sectores productivos nacionales van a tener que pagar de acuerdo a la ley PEC-2.

Afirma que el 80% del cargo por servicio público que se recauda hoy en día para financiar este subsidio viene de clientes libres.

Si podemos producir la energía renovable más barata del mundo... ¿por qué no lo vemos en los precios finales?



“Podemos producir energía renovable al costo más bajo del mundo”



Proceso generará inversiones del orden de US\$1.000 millones

Subasta eléctrica deja a Chile con una de las energías más baratas del mundo, aunque no todos se creen el cuento

por El Mostrador Mercados/ Bloomberg | 3 noviembre, 2017



Respecto a la gráfica de más arriba, se pregunta ¿Qué pasó? ¿Porque hace unos años atrás veíamos estos titulares, que decían “vamos a producir la energía renovable más barata del mundo”, “vamos a poder traer industrias a producirla con hidrógeno verde, acero verde, cobre verde”?, ¿por qué esto no lo estamos viendo, ni los clientes regulados, ni los clientes no regulados?

Explica que es aquí donde empiezan con su diagnóstico, de ver cuáles son los costos detrás de las tarifas que pagamos, ya que, evidentemente, si nuestro sistema eléctrico es caro, eso se traduce en tarifas finales caras. Es por eso que han insistido en que “la mochila” del cliente se ha ido cargando cada vez más.

Indica que, antes, nos fijábamos solamente en energía y potencia. Naturalmente, los clientes pagaban los cargos de distribución. Pero hace unos años empezaron a pagar toda la transmisión y a pagar cargos sistémicos que empezaron a ser cada vez más relevantes. El cargo por servicio público para financiar el Coordinador Eléctrico Nacional, entre otros cargos, también se pasó 100% a los clientes. Desde el 2022 tenemos un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), que pagan tanto clientes libres como regulados de mayor consumo.

Por lo tanto, opina, todas estas “piedras en la mochila del cliente” son las que están haciendo pesada la carga y obviamente el precio final al cliente.

El alto costo eléctrico en Chile se debe a múltiples cargos y riesgos que se traspasan al cliente final



Invita entonces a ver qué podemos hacer con cada una de estas cosas, porque si usted se fija, afirma, Acenor hizo el levantamiento de distintas actividades industriales a lo largo de todo el país. Lo que aumentó su precio de energía, de costo de suministro total, energía, potencia, todo, fue de 32 pesos por kilowatt hora entre el 2020 y el 2024.

En promedio, el precio final a clientes no regulados subió 32 \$/kWh entre 2020 y 2024:

¿Qué impacto tiene en distintos clientes a lo largo del país?

Cliente	Consumo mensual (MWh)	Pago adicional mensual (\$)
Aserradero en Loncoche	506	16 millones
Agrícola en Chillan	274	8,8 millones
Lechería en Loncomilla	173	5,5 millones
Molino en Buin	340	11 millones
Frigorífico en Temuco	261	8 millones
Agroindustrial en Arica	755	24 millones
Zofri en Iquique	450	14 millones
Pesquera en Coronel	110	3,5 millones

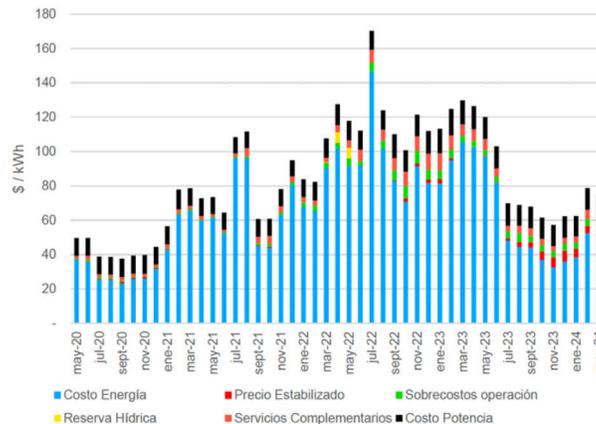
¿Qué significa esto? Que un aserradero está pagando 16 millones de pesos mensuales más por mes de suministro eléctrico. Imaginen el impacto económico que so tiene en los sectores productivos locales. Una agroindustrial en Arica, 24 millones de pesos más por mes. Una pesquera, 3 millones de pesos más por mes. En el año, imagínense lo que es esto.

A partir de ahí es que ellos se preguntan ¿dónde pueden hacer algo?, ¿dónde pueden reducir para que finalmente tengamos precios que sean reflejos de costos eficientes? Una de nuestras propuestas va por el lado de cargos sistémicos, potencia, transmisión y cargo por servicio público. Y al final vamos a decir un poco más sobre energía.

Entonces veamos cuáles son estos costos que influyen en los precios, **¿qué es lo que ha pasado en los últimos cuatro años para que haya subido tanto de costo?**

El costo total de generación de energía en Chile (energía, potencia y cargos sistémicos) pasó de 42 \$/kWh en 2020 a 72 \$/kWh en 2024.

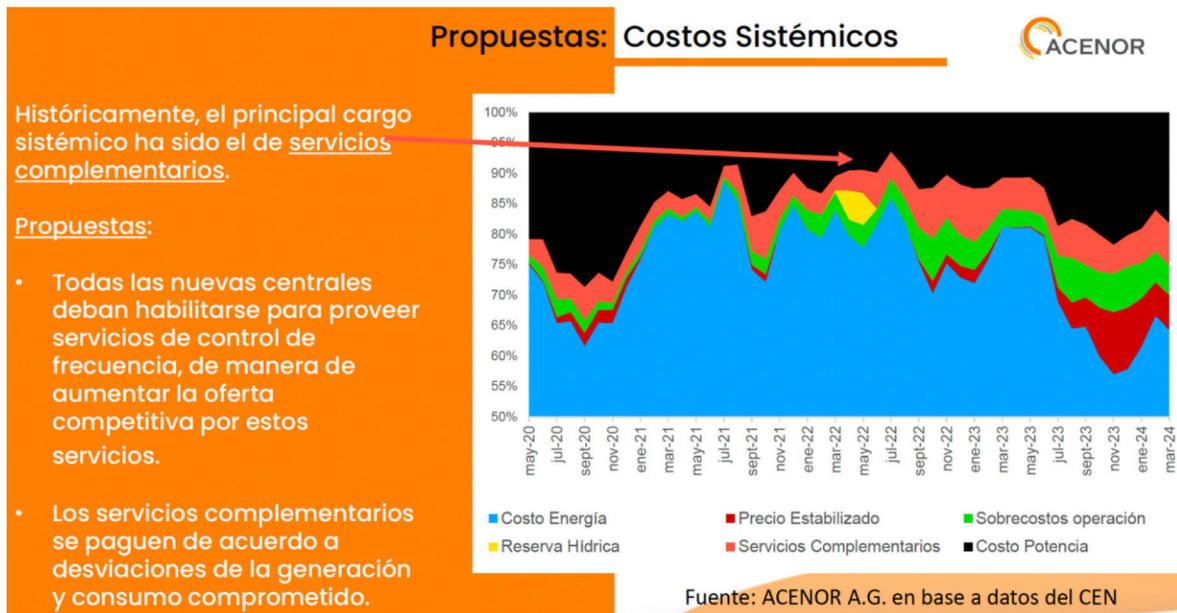
Los cargos sistémicos se pagan de acuerdo a la energía retirada. En general se traspasan en contratos libres, y comenzarán a traspasarse a clientes regulados en 2027.



Fuente: ACENOR A.G. en base a datos del CEN

Si uno se fija, **el costo la energía**, subió mucho en este periodo. ¿Por qué razón? Bueno en el medio del 2021 al 2023 tuvimos una de las sequías más importantes en los últimos años. Subió mucho el costo de suministro eléctrico. Usamos muchos combustibles fósiles. Los precios de combustibles fósiles se dispararon por la crisis de Ucrania y la guerra de Ucrania y por lo tanto tuvimos alzas de precio, costos de la energía muy altos. Pero esos costos han bajado y, a partir de 2024, tenemos niveles similares a lo que teníamos hace cuatro años atrás.

¿Qué cambió? En el gráfico de más arriba, todo lo que no es azul, son una sumatoria de costos y cargos que antes no estaban. Y ahí es donde podemos poner el foco.



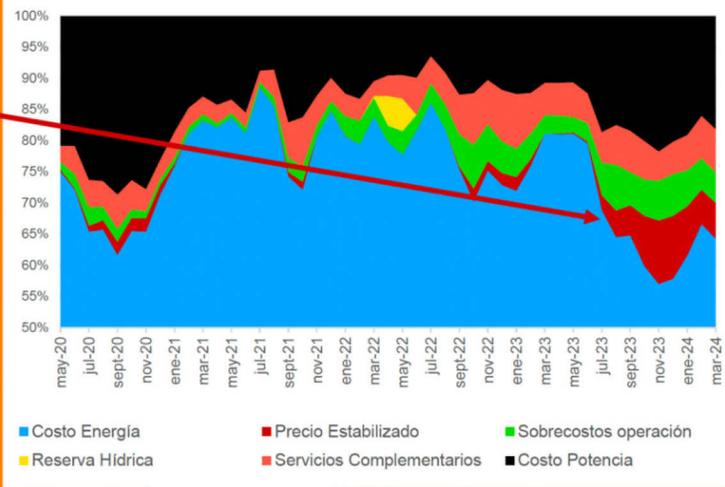
En la diapositiva, lo azul es costo de energía. Lo que es potencia es la parte negra. Es lo típico que se pagaba, el cargo de energía y el cargo de capacidad de potencia. En general, históricamente, uno veía que la potencia y la energía explicaban casi el 90-95% del costo de generar electricidad.

Si uno se va al mes de noviembre, fines de 2023, principios 2024, lo que uno ve es que ahora los cargos sistémicos ya explican un 25% o hasta, en algunos casos el 30%, casi 40% del costo de generar electricidad. O sea, de pronto nos volvimos más caros en generar electricidad con esos cargos sistémicos. Uno de ellos, el principal históricamente, que es la parte más rosada, son los servicios complementarios: Control de frecuencia, que cada vez tenemos energía renovable pero variable y por lo tanto hay que controlar la frecuencia, hay que controlar la tensión, por ejemplo. Eso, por la ley del año 2016, se paga por los consumos que se retiran del sistema eléctrico, por lo tanto se trasladan a clientes finales. Incluso la infraestructura de servicio complementario, lo que se construye para servicio complementario, va dentro del cargo de la transmisión. Por lo tanto, todo eso se termina trasladando a clientes. ¿Y qué es lo que no está pasando? Que no hay oferta de servicios complementarios porque las centrales renovables que se instalan no se habilitan para proveer servicios complementarios. Entonces ¿qué estamos teniendo? Mucha demanda por servicio complementario, poca oferta, y por lo tanto, los precios se disparan. **Una de nuestras propuestas es que todas las nuevas centrales deban obligatoriamente habilitarse para proveer servicios de control de frecuencia, para que la oferta esté disponible, si no, seguimos dependiendo de centrales térmicas que se están cerrando para proveer esos servicios complementarios.** Luego, internalizar justamente en los actores las necesidades de estos servicios complementarios, si no hoy en día como se paga todo finalmente a los consumos, lo que tenemos es que nadie internaliza la incertidumbre que genera. Por ejemplo, la generación de una central. Entonces, **que los servicios complementarios se paguen de acuerdo a desviaciones de la generación y del consumo que se haya comprometido**, que esto es lo que se llama un mercado del día anterior, un mercado de día head, que en el mundo está ampliamente implementado, pero que nosotros naturalmente no tenemos al día, a la fecha, y por tanto estamos socializando todos los costos de los servicios complementarios.

A partir de julio de 2023 el cargo por precio estabilizado se ha convertido en uno de los principales costos sistémicos.

Propuesta:

Modificar la regulación del precio estabilizado para que no signifique un cargo sistémico o pago lateral que se traspase a clientes finales. Por ejemplo, mediante incorporación al mercado de contratos o ajuste del precio estabilizado.



Fuente: ACENOR A.G. en base a datos del CEN

¿Cuál es el otro gran cargo sistémico que tenemos en los últimos meses? El cargo por precio estabilizado, que estabiliza precios a pequeños medios de generación. Entonces, ese cargo que evidentemente no estaba pensado para que fuera un cargo, sino para que fuera estabilizando en el tiempo y se fuera compensando, hoy en día es uno de los cargos principales.

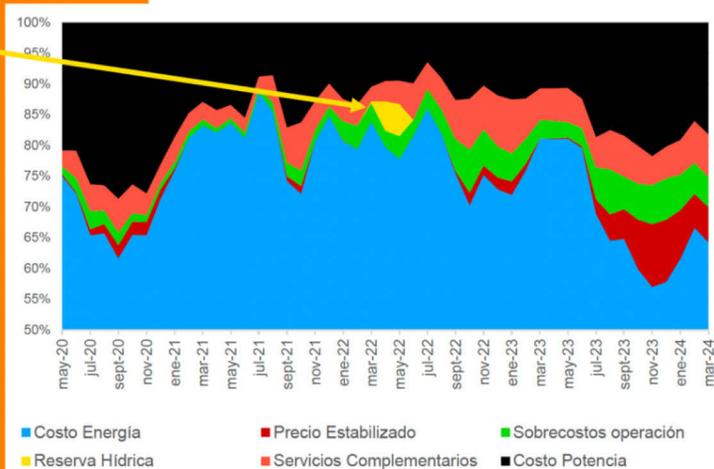
Afirma que hay que corregirlo, si no, es una distorsión que finalmente las pymes de este país terminan financiando medios de generación de pequeña escala, pero que no son pymes. Y lo que estamos nosotros proponiendo es que esto se resuelva de alguna manera. Acá se está generando también una distorsión importante de los contratos. Nuestro país tiene un mercado 100% contratado y tenemos casi una gran cantidad de la generación a pequeños medios de generación distribuidos que no están contratados. Entonces, una solución posible, es que eso pase a suministrar contratos. La otra es que se ajuste el precio estabilizado.

Hoy en día, el precio estabilizado está en 65-70 pesos por kilowatt hora, en horarios donde la energía, el costo de la generación de energía está cerca de cero.

Por la sequía en 2022, se pagó como costo sistémico la formación de reserva hídrica.

Propuesta:

En materia de reserva hídrica y diésel de seguridad, establecer que se financiarán con cargo a generadores deficitarios o sobre-contratados.



Fuente: ACENOR A.G. en base a datos del CEN

Por ejemplo, cuando tenemos, esto no pasa tan seguido, pero cuando pasa es muy caro: para la sequía, formación de reserva hídrica. Nuestra regulación establece que se obliga a guardar agua y

el costo lo pagan los consumos, los retiros de energía del sistema, cuando ese es un seguro para la generación. La generación incluso puede tomar decisiones muy riesgosas como llevarse buques de gas, como pasó en esa época, en esos inviernos, que venían a Chile en el medio de la sequía y los desviaron porque valía más la pena venderlo en otros países que estaban más caros, mientras que nosotros asumíamos el costo de tener que estar guardando agua y claro, porque no lo pagaba la generación, sino que eso lo pagan los retiros de energía del sistema.

Entonces, todo ese tipo de seguros que se contratan tienen que pagarlos aquellos que quedan cubiertos por el riesgo. Nosotros creemos que son justamente los generadores deficitarios o sobre contratados.

En potencia, pueden observar en el gráfico de arriba cómo ha aumentado su precio en pesos por kilowatt. Esto en realidad no es el precio que se cobra, sino que es el precio por kilowatt de demanda máxima. O sea, cuando aumenta la demanda máxima, ¿cuánto estamos pagando por potencia? Bueno, obviamente ha aumentado mucho es en el año 2023 en adelante, porque esto se ajusta por CPI (Índice del Desempeño del Costo, por sus siglas en inglés) norteamericano y la inflación norteamericana aumentó.



Pero ese shock lo tenemos que terminar absorbiendo los clientes. Aquí, señala, tienen un par de propuestas que ayudarían a los regulados y a los no regulados. **Reducir el periodo de control de punta de 6 a 4 meses.**

Explica que hoy en día tenemos un periodo de control de punta de seis meses que es un resabio histórico del año hidrológico de abril a septiembre, cuando la demanda máxima neta que tenemos en Chile se da típicamente entre mayo y julio. ¿Necesitamos seis meses que las industrias tengan que prender generadores a diesel para control de punta, cuando el sistema no lo está necesitando? Probablemente no. Entonces, hacer eso más eficiente le hace mucho bien a la industria, no porque vayan a pagar menos potencia, se va a seguir pagando la generación de potencia, pero le va a permitir producir más. No van a tener que reducir producción, no van a tener que cortar punta y van a poder producir más. Por unidad de energía consumida van a poder producir más.

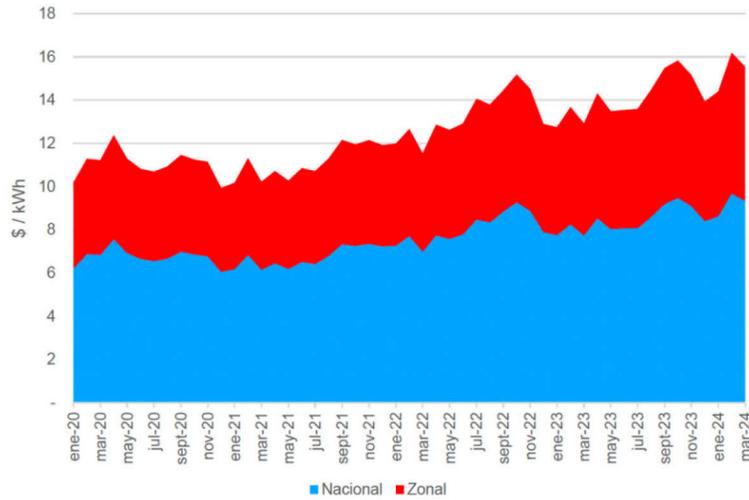
La siguiente propuesta, agrega, es algo que estaba dentro del primer proyecto de ley de transición energética, **modificar la definición de la demanda máxima por la cual se paga la potencia, que sea la demanda máxima neta coincidente, porque hoy en día se está calculando de acuerdo a**

la demanda máxima total, si tener en cuenta que hay días donde la demanda máxima está abastecida 100%, muy buena parte, abastecida por generación solar durante el día. Y eso hay que corregirlo porque en la ley no está y genera una distorsión en el pago.

Los costos de la transmisión (nacional y zonal) aumentaron un 58% desde mayo 2020 a marzo de 2024.

Propuesta:

Reincorporar que parte del costo de la transmisión nacional sea a cargo de los generadores que se benefician de su uso.



Fuente: ACENOR A.G. en base a datos de la CNE

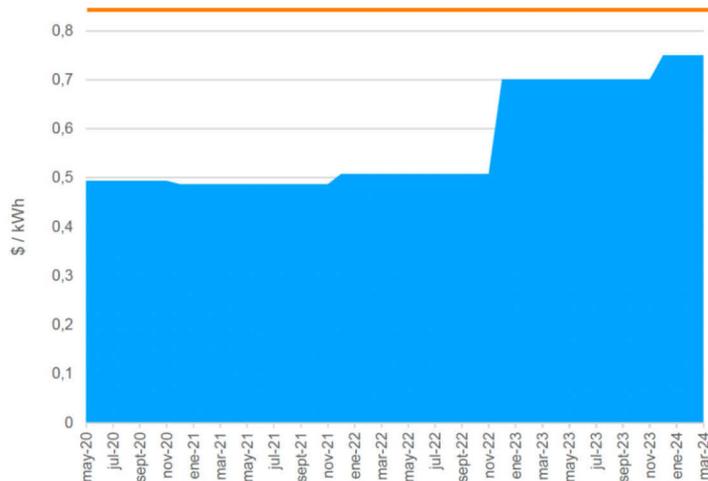
¿Qué más? **Transmisión**, lo que decía Conadecus en su presentación. La transmisión ha subido en pesos, un 58% entre mayo de 2020 a marzo de 2024 y va a seguir aumentando. Hoy vemos el titular en el diario de transmisoras diciendo "tenemos que sobre invertir en transmisión". Claro, pero ¿quién paga? Lo pagan los clientes.

Todos los años, el promedio de los planes de expansión en Chile son 600 millones de dólares. Todos los años le agregamos 600 millones de dólares en obra a los planes de expansión de las transmisiones. Eso lo tenemos que pagar los clientes porque cuando se construye y se pone en operación alguien lo tiene que pagar. **Creen en Acenor que hay que reincorporar que parte de ese costo lo pague la generación.** Si justamente los generadores se benefician de este uso, ellos son los que están demandando que necesitan transmisión para sus inyecciones. Pero nadie se está fijando lo que necesita la demanda.

El cargo por servicio público financia el presupuesto del Coordinador Eléctrico Nacional, Panel de Expertos y los Estudios de Franjas.

Propuesta:

El cargo por servicio público sea compartido por empresas de generación, transmisión, distribución y clientes.



Fuente: ACENOR A.G. en base a datos de la CNE

Se refiere al cargo por servicio público. Otro ejemplo de los clientes pagando todo. Pagamos el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos, de los estudios de franja.

En otros países, afirma, los presupuestos del operador también los pagan los mismos actores del sistema. Si, aquí hay servicios que el operador presta a generadores, transmisores y distribuidores. ¿Por qué lo tenemos que pagar todos nosotros en un cargo socializado? Es un cargo que era 0.5 pesos por kilowatt hora y ya nos estamos acercando al peso y nadie más que los clientes son los que lo pueden controlar, porque el resto de los actores lo único que piden es que el Coordinador haga más cosas. Claro, porque ellos no pagan el presupuesto.

Su propuesta es que el cargo por servicio público sea compartido entre los distintos actores del sistema.

A medida que se vaya descarbonizando la matriz, el costo de la energía debería bajar, independizándose de los volátiles precios de combustibles fósiles.

Pero para que estos menores costos se reflejen en precios finales, necesitamos un mercado de contratos (regulados y libres) que sea competitivo y transparente.

Proponemos una política activa para aumentar la competencia en contratos no regulados, para reducir las asimetrías de información que tienen los clientes a la hora de contratarse y equilibrar el poder de negociación.

En todos los contratos, la regulación debe hacer más eficiente la asignación de riesgos. No corresponde que todos se traspassen a cliente en forma directa.

El costo de energía. No solo nos fijamos en todo lo que no era energía y creen que en energía también hay que hacer algo, porque el mercado de contratos es lo que viabiliza inversión de largo plazo en Chile. Es lo que viabiliza que la generación renovable pueda financiarse en el largo plazo.

Plantea que se debe fortalecer el mercado de contratos, no debilitarlo en inyecciones de energía al sistema que no tienen contrato, que achican el mercado de contratos y generan menos posibilidades para que se controle a futuro.

Por eso creen que el mercado tiene que ser competitivo y transparente. Por ejemplo, hoy en día en el mercado de clientes libres, no se sabe cuánto es el precio medio de mercado por región. Hay un único precio medio de mercado que se publica por la Comisión Nacional de Energía, pero no tenemos idea si es para las clientes en el norte, en el sur o en el centro. Tampoco por sector industrial. No hay un precio de referencia. Hoy, y considerando interesante la propuesta de bajar el límite de potencia, si un cliente regulado se pasa a libre y tiene que decir ya, ¿a cuánto se puede contratar? No tiene ningún dato público para saberlo. Solo existe, en su opinión, un dato de precio medio mercado, poco transparente, porque están todos los seis mil contratos libres que están hoy en día promediados en ese indicador.

Entonces, **hay que reducir las asimetrías de información.** Hace poco la Fiscalía Nacional Económica, en el 2022, obligó a las generadoras a sacar cláusulas anticompetitivas de sus contratos libres, cláusulas de igualación de precios. Todo ese tipo de políticas pro competencia en el mercado de contratos, equilibran el poder de negociación. Y esto va tanto para el lado de los contratos regulados como para el lado de los contratos libres.

Finalmente, afirma que **el foco tiene que ser en cómo bajamos la cuenta final a los clientes.** Cada 10% de aumento en el precio de la energía eléctrica, en los *papers* que en algún momento publicaron académicos que están hoy en día en el Banco Central, daban cuenta de que el PIB caía entre 0,3% y 0,4%. Eso reducía un punto en el consumo y la inversión.

¿Cuánto ha aumentado en los últimos cuatro años y el efecto que nos estamos teniendo en cuenta de tener estos costos tan caros, no solamente para los clientes regulados residenciales, sino para todos los clientes regulados y libres? Entonces, tenemos que ser más eficientes, **no es solamente el precio de la energía, es el costo total de la cuenta. Trasladarle, como ha hecho la regulación desde el 2016 en adelante, los costos, los cargos y los riesgos al cliente final que no los puede gestionar es la política que nosotros criticamos y que creemos que hay que modificar para que tengamos finalmente una caída en la cuenta final.**

D.- don Cristian Mires, presidente de la ONG Energía Colectiva. Explica que en Energía Colectiva tienen por objeto promover la transición energética ciudadana en Chile y Latinoamérica, fomentando el desarrollo de las energías renovables a nivel local y democrático.

Lo anterior lo han desarrollado en cuatro líneas de acción: la articulación, la educación, la creación de capacidades y la incidencia política.



Dentro de esta última línea de acción, recientemente han lanzado un documento denominado **"Energías Ciudadanas en Chile", propuesta para su fomento e implementación.** Dicho documento contiene una serie de medidas para promover la generación distribuida, específicamente bajo la modalidad de propiedad conjunta. Pasa a detallar los fundamentos de su propuesta.

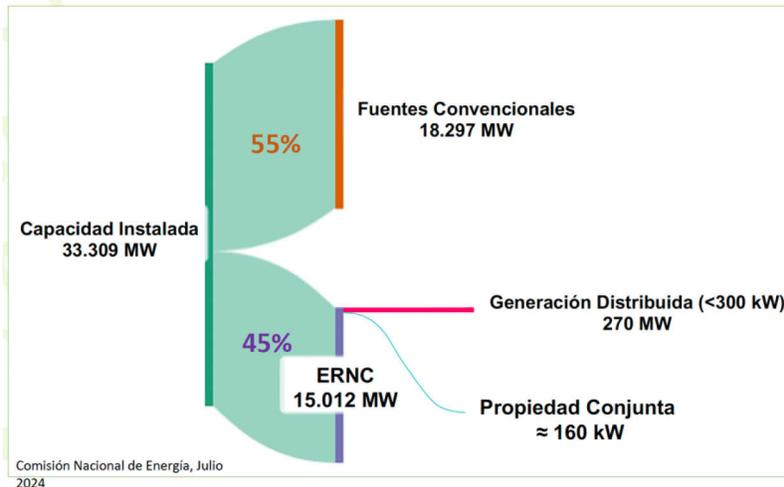


Conocido por todos es el avance que han tenido las energías renovables no convencionales en Chile. Ha sido reconocido internacionalmente, alcanzando un 45% de la capacidad instalada de energías renovables no convencionales.

Sin embargo, el avance ha sido liderado principalmente por proyectos a gran escala, perpetuando un modelo energético que presenta impactos ambientales y sociales negativos, al igual que los presentaba la energía convencional.

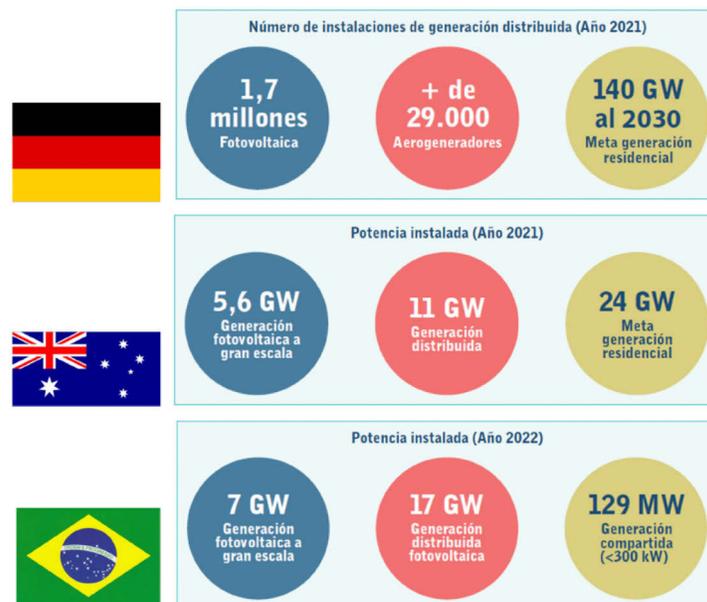
Si bien estos son distintos, se están presentando impactos en las localidades, específicamente en zonas rurales y en sectores vulnerables.

Cabe plantearse la pregunta ante el escenario de alza de tarifas eléctricas, si los beneficios de este gran avance de las energías renovables están llegando a los ciudadanos y ciudadanas.



Para ilustrar, consideran que es necesario primero tener una visión sobre la participación de las energías renovables no convencionales, que alcanza un 45% de la capacidad instalada, pero la generación distribuida de autoconsumo solo alcanza un 2% de dicha cifra.

Agrega que, respecto de la modalidad de propiedad conjunta comunitaria, esta solo alcanza 160 kilowatts, presentando un desarrollo bastante precario pese a haber entrado en vigencia la ley N°21.018 ya hace bastantes años atrás. En este sentido, señala, es necesario destacar ejemplos internacionales.



En el caso de Australia y de Brasil, la generación distribuida solar ha alcanzado cifras de gran envergadura, mayores que la de la gran escala. Por ejemplo, en el caso de Australia, alcanza 11 Gigawatts de generación distribuida versus 5,6 giga de la generación a gran escala. Lo mismo en el caso de Brasil, que presenta cifras de 17 gigawatts de generación distribuida versus 7 gigawatts de la gran escala.

Destaca que **países como Australia y Alemania han definido metas de generación residencial**, lo cual creen que es importante para fomentar el desarrollo de la generación distribuida.

Consideran que, en ese sentido, **es necesario subsidiar el autoconsumo y no el consumo**. Esto permitiría a las familias generar su propia energía obteniendo ahorros significativos por más de 25 años, protegiéndose de las fluctuaciones de los precios, ello en comparación con el subsidio que considera la ley N°21.667, que solo durará hasta el año 2026.

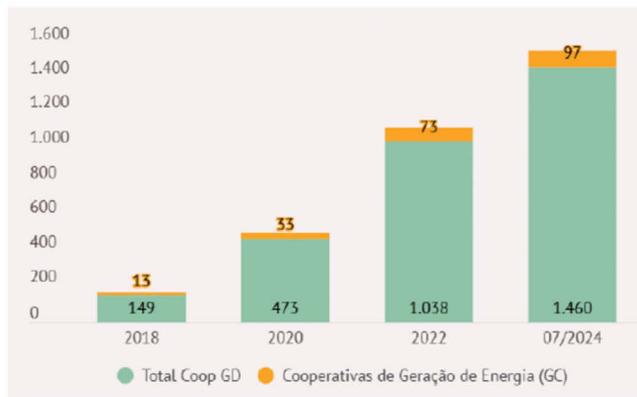
Además de los subsidios **consideran que es necesario generar las condiciones y modificar el marco regulatorio de la generación distribuida**. Y para ello planteamos medidas de corto plazo y medidas de mediano plazo.

En el corto plazo, afirman es necesario modificar la normativa de la generación distribuida para el autoconsumo, en específico es necesario eliminar la propiedad conjunta del equipamiento de generación. Explica que, en el caso de copropietarios de sistemas de propiedad conjunta o comunitario, requieren acreditar la propiedad conjunta del sistema de generación, lo cual ha generado barreras para el ingreso de actores que permitan financiar estos proyectos. Entonces, es necesario levantar esta restricción y de manera que ello permita impulsar un mercado favorable para el desarrollo de la generación distribuida, específicamente en la modalidad de propiedad conjunta comunitaria. Esto permitiría la implementación de modelos de negocios como el modelo ESCO (Ahorro sin inversión inicial), que bajo la actual normativa no tienen cabida. En varios países la ciudadanía participa no sólo en la generación sino que también en la inversión de la energía renovable. Y esto permitiría financiar proyectos en que las comunidades que por dificultades propias del modelo no pueden financiar sus proyectos.

Con todo, creen que es necesario que esta modificación vaya acompañada de mecanismos que eviten la concentración de poder y aseguren una participación efectiva de la ciudadanía en la toma de decisiones dentro de cada proyecto que se desarrolla.

Destaca el caso de Brasil, en donde la normativa de generación distribuida se ha desarrollado cronológicamente de manera similar a la de Chile, presenta cifras bastante alentadoras que no se dan en el caso de nuestro país.

Evolución del cooperativismo en la generación distribuida



1460
cooperativas en la
generación distribuida

De las cuales
97
cooperativas de generación
Distribuida compartida

ENERGIA.COOP
PLATAFORMA DE ENERGIA COOPERATIVA
www.energia.coop

Fonte: ANEEL/EnergiaCoop

EIN GEWINN FÜR ALLE
Die Genossenschaften
DGRV
DIE GENOSSENSCHAFTEN

Si podemos ver el desarrollo en los últimos seis años, pasaron de 13 cooperativas de generación distribuida bajo la modalidad compartida, como se denomina en la normativa brasileña, a 97 en este año. Y, por supuesto, en esta evolución de la generación distribuida bajo la modalidad compartida existe una gran participación cooperativa de generación distribuida.

En el caso de Brasil, la participación de distintos actores en la inversión inicial de los proyectos ha permitido desarrollar distintos modelos de negocio. El modelo clásico del sistema de generación que pertenece a los socios, en que los socios son el modelo de arrendamiento o alquiler de la planta, en que existe una inversión inicial realizada por un tercero.

En cuanto a las propuestas de mediano plazo, indican que es necesario impulsar una política de medios energéticos distribuidos y que esa política establezca una meta de generación distribuida para el autoconsumo. Ya vimos los casos de Alemania y Australia en que establecieron metas a nivel residencial y creen que el establecimiento de una meta se sustenta en la Planificación energética a largo plazo de 2023-2027 del Ministerio de Energía, que establece que se puede llegar a los 6 gigawatts al año 2040.

También citan al estudio de Bloomberg, que establece que podemos alcanzar los 8 gigawatts al 2040. En ese sentido, es necesario destacar el reciente estudio desarrollado por Centra Acesol, que establece que existe una capacidad de alojamiento de generación distribuida de 5,6 gigawatts. O sea, estas metas son totalmente alcanzables.

Hace presente que, pese a todo, hay que tener ciertas consideraciones. Se deben establecer metas progresivas, al igual como se estableció para la gran escala, y una distribución compartida de responsabilidad entre el Estado y los distintos actores del mercado.

Otra de las propuestas es **presentar un proyecto de ley de medios energéticos distribuidos, que establezca un marco regulatorio para hacer posible el cumplimiento de la meta antes señalada.** A través de diversos mecanismos, como sería, por ejemplo, la creación de incentivos fiscales para empresas y personas que inviertan en proyectos de generación distribuida, en crédito a largo plazo con garantía estatal, subsidios para población vulnerable y tarifas de inyección

preferencial para el sector de net billing o de generación distribuida, en particular para la modalidad de propiedad conjunta comunitaria.

Por último, **la promoción de una reserva de capacidad**, ya que es una de las barreras que actualmente los pocos proyectos que se han desarrollado se ven enfrentados, que es una limitante de la capacidad de las redes para poder inyectar lo que estos proyectos generan.

E.- Don Marcelo Vázquez, asesor legislativo del honorable diputado Cristian Tapia. Agradece presentaciones anteriores y la oportunidad de presentar.

Plantea que su intervención será más bien de los aspectos de política pública que cree se puede mejorar y tener en consideración.

A modo de introducción, plantea, que si bien no existe un conceso respecto a la forma de financiamiento del subsidio ni la forma en que se asigna, al 40% del registro social de hogares, parece ser que esta política subsidiaria es la única forma de darle solución al problema y disminuir las cuentas de los usuarios residenciales en el corto plazo. Sin embargo, no hay que perder de vista que las alzas se deben al congelamiento de la tarifa de generación y distribución, lo que propició una deuda con las empresas de 6.500 millones de dólares con intereses, los que a principios de año eran de 3 millones de dólares diarios y seguían acumulándose. Dicha deuda, es traspasada hoy día a los usuarios finales y para dar solución a esto que nos encontramos acá.

Entonces, teniendo en consideración lo anterior, un consumidor que en su casa tiene un consumo eléctrico de 180 kilowatt hora por mes, hoy paga una cuenta de 23.400 pesos y ha sufrido una serie de incrementos escalonados en junio, julio, y seguirá sufriendo los mismos en octubre y en enero, por lo que, por este mismo consumo eléctrico, terminará pagando 38.000 pesos de los 23.400 en enero al 2025, es decir, un incremento en el costo mensual de la electricidad, con un alas de 14.600 pesos tan solo en siete meses.

De esos 14.600 pesos, 9.050 pesos son para pagar la deuda de 100.000 millones de dólares a las generadoras que mantuvieron congeladas sus tarifas por más de cuatro años. Sin embargo, el 65% de los 9.050 pesos son para pagar la deuda a las cuatro empresas generadoras tradicionales y que no han cumplido, es decir, al final, le pagarán mensualmente 5.884 pesos a las cuatro empresas generadoras que incumplen, las que en los últimos dos años han obtenido ganancias extraordinarias.

Lo cierto es que no es razonable que para aplicar una estabilización de tarifa o descongelamiento se le pida a los mismos usuarios que resuelvan la deuda, siendo que nunca se les preguntó si querían congelar su tarifa en primer instancia.

Respecto al mecanismos de financiación del subsidio y en particular lo atingente a los PMGD, no hay que olvidar que como el Ministerio de Energía explica, las distorsiones que se producen producto del precio estabilizado de los PMGD, argumentando en base a que se trataría de un subsidio cruzado producto de compensaciones unidireccionales, que finalmente repercuten en el aumento considerable de los costos sistémicos, lo que finalmente hace el Ministerio de Energía con su propuesta no es solucionar estas distorsiones, ni resolver los problemas que generan los costos sistémicos, sino que aprovechar los problemas que genera el precio estabilizado y los pagos unidireccionales para recaudar fondos para la ampliación del subsidio. La propuesta no genera beneficios al mercado eléctrico, sino que captura parte de los retiros de los PMGD, generando un perjuicio en su financiamiento. Creemos que sería mejor utilizar la energía renovable producida por PMGD, que es mucho más barata que la contratada y que los usuarios residenciales se encarguen directamente de pagarla, bajando la cuenta de manera para todos y de manera permanente, resolviendo además una distorsión del mercado eléctrico.

La propuesta del subsidio, señala, también debe ser comparada con la opción inicial del Ministerio de Energía, que a nuestro parecer es mejor que la que finalmente llegó al proyecto de ley, presentada el 1 de julio, donde se aseguraba que la propuesta en relación a los PMGD generaba una reducción de un 7% en la tarifa eléctrica final para todos los usuarios regulados.

Es necesario comparar ambas propuestas y calcular la eficiencia económica de ambas. En palabras simples, el Ministerio de Energía debería justificar si es mejor recaudar 150 millones de dólares en base a su propuesta final, que redujera en un 7% la tarifa a todos los clientes regulados en base a su propuesta inicial.

En este sentido, con la finalidad de pensar en otros mecanismos para mitigar el alza de las cuentas eléctricas, presenta las siguientes propuestas:

(a) Redistribuir los recursos del Royalty Minero, que está en proceso de recaudación este año 2024, para que estos recursos sean ingresados al Fondo de Estabilización tarifaria de las cuentas de la luz. En el año 2025, por este concepto, se prevé una recaudación de 1.350 millones de dólares, de los cuales 450 millones irán a las regiones y comunas.

(b) Se propone rediseñar el subsidio eléctrico en base a criterios de pobreza energética (Ej: subsidiar a las personas cuando gasten más energía eléctrica).

(c) Se propone bajar el umbral de clientes libres, para que de esta forma exista mayor competencia en el mercado eléctrico y por consiguiente bajar los costos de la energía. En particular proponemos que todos aquellos que produzcan más de 300 kWh sean considerados clientes libres.

(d) Se propone que cuando las personas actualicen su Registro Social de Hogares inscriban también el número de cliente asociado a su cuenta de electricidad, así, se pueda asociar el RUT de la persona con su número cliente. Para que de esta forma el subsidio quede sujeto a lo proporcionado por la cuenta de electricidad y no al Registro Social de Hogares, que no necesariamente responden a criterios de pobreza energética.

(e) Evaluar la opción de crear un impuesto extra a las ganancias extraordinarias que las empresas de generación eléctrica. Este impuesto extra, bajo nuestra consideración, puede ser abordado en la discusión como una vía de recaudación para la ampliación del subsidio. En términos comparados, este impuesto se ha generado a partir del año 2022 en países como Reino Unido e Italia, donde en este último fue capaz de recaudar 2.800 millones de dólares en un año. Naturalmente estas cifras no pueden ser comparadas con la realidad local, por lo que se necesita conocer el informe que la comisión de minería y energía ha pedido contestar al ministro Pardow, para que dicha opción pueda ser evaluada en su justa medida.

(f) Relacionado a lo anterior, propuesta en base a los ,muchas veces, excesivos aumento de las utilidades de las empresas con este bien de primera necesidad. No solo porque ha habido un aumento de demanda de electricidad dado los avances tecnológicos (hoy toda la actividad cotidiana del mundo de la vida funciona en base a energía eléctrica. mejoras tecnológicas. El aumento de demanda significa mayores ingresos, pero se sigue manteniendo la tasa de rentabilidad, es por ello que se propone bajar la tasa de rentabilidad de las empresas de generación y distribución a un 5% máximo. Dado el aumento permanente de demanda de energía producto de las nuevas tecnologías, y aumento de la actividad productiva, el alza de la rentabilidad es constante.

(g) En la línea de lo expresado por el ministro también se propone la idea de seguir avanzando en la Empresa nacional de electricidad.

3.- En la sesión del 23 de septiembre, expusieron, doña Nicola Borregaard, Gerente General de EBP Chile SpA.; don Rafael Loyola, Director ejecutivo de APEMEC y; don Javier Piedra Fierro, Asesor de las honorables diputadas Riquelme y Santibáñez.

A.- doña Nicola Borregaard, Gerente General de EBP Chile SpA. Agradece la invitación y la posibilidad de exponer.

Entrega una breve perspectiva histórica. Cuenta que en el año 2004, veinte años atrás, cerraron la llave del gas desde Argentina y en ese momento el ministro de energía y economía, Jorge Rodríguez Grossi, tuvo que decidir qué hacían en esta situación de crisis. Una de las propuestas que se pusieron en su mesa fue llevar adelante un programa de eficiencia energética.

Nadie sabía bien que era la eficiencia energética en ese momento. Lo que se acostumbraba era lanzar campañas de ahorro para esos momentos críticos de abastecimiento. El ministro debió tomar una decisión bastante drástica y significativa en ese momento, no seguir con campañas de ahorro, sino dar un enorme paso para el país y lanzar un Programa Nacional de Eficiencia Energética, cambiar el rumbo de esto y hacer un cambio estructural en un momento de crisis pero que se convirtió en una oportunidad.

Hace entonces un llamado, en este momento en que estamos viviendo un problema en el sector, pero para que seamos tan audaces como fue en ese momento el gobierno para decidir avanzar con un programa nacional de eficiencia energética.

No había en ese momento ningún financiamiento, pero estaba claro que era una necesidad, y era lo mejor que se podía hacer. Hoy, ese programa se convirtió en la Agencia de sostenibilidad Energética, una institución bastante relevante, como brazo que ejecuta muchas de las políticas y programas en la materia.

Enfatiza no solamente en la audacia de ese momento, sino también el tema de la eficiencia energética y su importancia, considerando este momento como uno muy oportuno y agrega que, en que cada peso estatal invertido en eficiencia energética versus un subsidio directo a las tarifas, es lo que realmente vale la pena.

Da el siguiente ejemplo: Con un descuento de un 30% en el precio de adquisición de dos artefactos de aires acondicionados de un precio de 300 mil aproximadamente cada uno (inversión estatal de 180 mil pesos una sola vez), reemplazando calefactores eléctricos poco eficientes, se pueden gatillar ahorros de aproximadamente 300 mil pesos por año por mínimo 5 años.

Explica que si a un artefacto de aire acondicionado se le da mínimo un ciclo de vida de cinco años, pero en realidad lo ofrecen a 10 años o 15 años, entonces, son un millón 500 mil pesos que se ahorran en estas familias versus si yo contribuyo directamente a la tarifa.

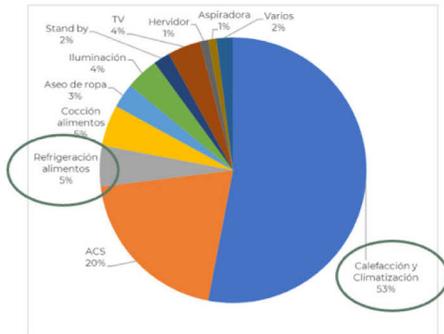
Comenta que la institución a la que representa está llevando a cabo un proyecto con el Global Methane Hub, para medir la contaminación y emisiones inter domiciliarias de los artefactos de gas, porque siempre se ha dicho que son inocuos, sobre todo el gas natural y el gas licuado, que se usa a nivel residencial, lo que no es tan así. Tenemos que reconocer esto también en este camino de la electrificación. Esto no es para alarmar ni llamar a que saquemos todos los artefactos a gas, pero si está claro que el artefacto más limpio a nivel residencial es, efectivamente, el eléctrico, no solo versus la leña, sino también respecto a los combustibles fósiles.

Comenta, que algo parecido que se hizo en los EEUU, en Inglaterra y en China por parte de la Universidad de Stanford. Que ellos vinieron a Chile y entrenaron a sus equipos para hacer las

mediciones, junto con traer la instrumentación necesaria, a fin de las mediciones sean realmente válidas. Ofrece compartir los resultados en octubre.

Señala que los artefactos eléctricos más relevantes en Chile los enfocados a la refrigeración y los calefacción. En menor medida las cocinas.

Distribución porcentual de consumo de todos los energéticos según uso:



➔ **Importancia de Calefacción y Refrigeración**

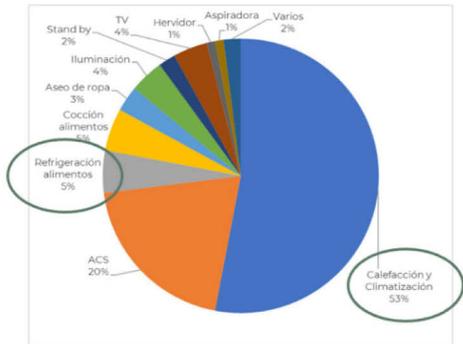
Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica según uso:



- MICROONDAS 1,04%
- AIC 0,88%
- PISCINA 0,67%
- HORNILLO ELECTRICO 0,64%
- BOMBA DE REGO 0,56%
- COCINA + HORNO 0,53%
- CAFETERA 0,38%
- JUEGOS 0,15%
- CALEFACCION CENTRAL 0,02%

Fuente: In-Data Spa; CDT. 2019. Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018

Distribución porcentual de consumo de todos los energéticos según uso:



➔ **Importancia de Calefacción y Refrigeración**

Distribución porcentual de consumo de energía eléctrica según uso:



- MICROONDAS 1,04%
- AIC 0,88%
- PISCINA 0,67%
- HORNILLO ELECTRICO 0,64%
- BOMBA DE REGO 0,56%
- COCINA + HORNO 0,53%
- CAFETERA 0,38%
- JUEGOS 0,15%
- CALEFACCION CENTRAL 0,02%

Fuente: In-Data Spa; CDT. 2019. Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018

Postula que acá, el tema del autoabastecimiento, al mismo tiempo que la eficiencia energética, se vuelve muy relevante y eso lo destacó por ejemplo la presentación de Energía Colectiva, donde se enfatizó el tema del autoabastecimiento y los necesarios cambios que se tendrían que implementar para fomentarlo.

Con el incremento de la tarifa el autoabastecimiento se vuelve más relevante

El instrumento más adecuado para dar mayor acceso al autoabastecimiento es a través de subsidios a la inversión.

La experiencia que existe en Chile para esto es el Programa Casa Solar, administrado por la Agencia de Sostenibilidad Energética

En la versión 2021-2022 del programa se entregaron cofinanciamientos para 3,500 nuevos sistemas fotovoltaicos en hogares a lo largo del país, desde Arica hasta Punta Arenas. Además, en la versión 2024-2025 se planea implementar 2,200 nuevos proyectos fotovoltaicos en las regiones de Antofagasta y O'Higgins.



Se refiere al caso del programa Casa Solar, donde la Agencia está a cargo desde el 2021 y ha contribuido en distintas regiones y comunas de manera relevante a la introducción más un poco más masiva de la generación distribuida a nivel residencial.

Finalmente, propone como alternativa la creación de un programa de recambio de calefacción, uno de recambio de refrigeración y ampliación del programa Casa Solar.

1. Programa recambio calefacción:

Programa de adquisición de **20.000 equipos aire acondicionado**, en reemplazo de calefactores eléctricos (destacando su mayor eficiencia, costo-efectividad en operación!)

Supuestos: 0,164US\$/kwh de energía útil para calefactor eléctrico, vs 0,047 US\$/kwh de energía útil para aire acondicionado
120 días de calefacción 8 horas con artefactos de 3 kw de potencia: es un **ahorro de aproximadamente 300mil pesos al año** para una vivienda pequeña, con un **subsidio de unos 180mil una sola vez (30% del costo adquisición)**.

2. Programa recambio refrigeración:

Programa de **reemplazo de 10.000 refrigeradores**, ampliando el Programa Reciclaje (ver slide siguiente)

3. Ampliación Programa Casa Solar:

Ampliar a instalaciones de 2 o 3 kw, no solo 1 kw, asociado a una revisión de la canasta básica de energía, y asociado a un aumento de copago progresivo del beneficiario

1. Programa recambio calefacción:

Programa de **Recambio de Estufas a leña por aires acondicionados**, de ENEL X, en el marco de proyectos de inversión (edificios, data centers, extracción áridos, entre otros) que han sido evaluados en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, y que debido a su magnitud, superan el límite de emisión anual establecido en la Región Metropolitana, y en consecuencia, su aprobación queda condicionada a compensar emisiones en un 120%, uno de esos mecanismos de compensación siendo la sustitución de calefactores a leña, por otros más limpios y eficientes. Este Programa es complementario al **Programa de Recambio de Estufas a leña** del Ministerio de Medio Ambiente en las zonas saturadas

2. Programa de referencia recambio refrigeración Refridlaje:

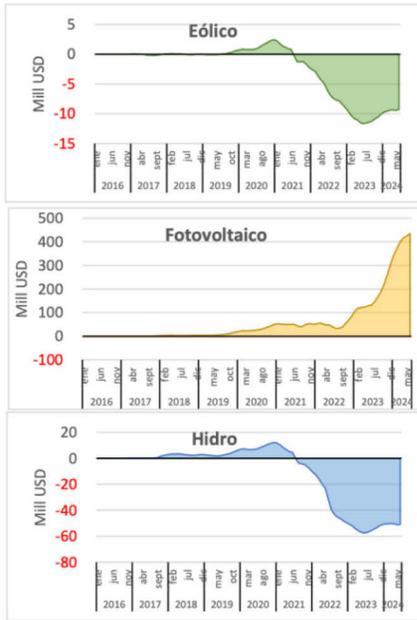
Programa **“Acelerando la transición energética: hacia un mercado de refrigeradores y congeladores eficientes en Chile”** de recambio de refrigeradores – busca renovar 1.600 de estos aparatos, 2021-2023, financiado por el Global Environmental Facility (GEF); implementa ONU Medio Ambiente. ejecutan los Ministerios de Energía y de Medio Ambiente, la SEC, y Fundación Chile en alianza con el sector privado liderado por Sodimac y los principales fabricantes de refrigeradores. Fundación Chile cuenta con todos los antecedentes.

B.- Don Rafael Loyola, Director ejecutivo de APEMEC. Agradece la invitación y la posibilidad de exponer.

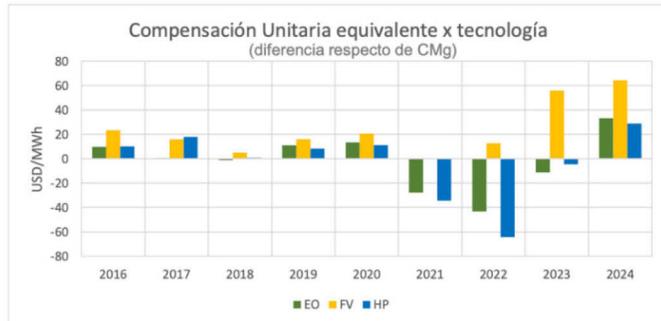
Considera que hay un tema de fondo para tratar en materia de PMGD, lo referido al precio estabilizado.

Afirma que hace muchos años han estado diciendo que esta situación se va a volver insostenible. Se ha avanzado, por lo menos, en la idea de analizar la composición del precio estabilizado, cómo esto impacta definitivamente hoy día al consumidor final y cómo va a impactar en el futuro al consumo al consumidor final.

Explica que son la asociación de hidroeléctricas de pequeña y media escala de Chile, fundada fundadas en el año 2008. Que es su deber y nuestra fundamentación promover y fomentar el desarrollo de las pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas. Que hoy día, pequeñas centrales hidroeléctricas, hay un total de 130 unidades bajo los 20 megawatt.



- **Compensación PMGD no es tecnológicamente neutra (datos a jun-2024).**
 - Eólico: USD -10 millones
 - Hidro: USD -51 millones
 - FV: USD 434 millones
 - **Compensación Neta: USD 374 millones**



Respecto al fondo del tema del precio estabilizado, más allá del subsidio, es que aquí se tiene una señal económica equivocada que hace remunerar a cerca de 70 dólares centrales que en el spot están a cero. Este incremento PMGD de fotovoltaico ha sido más del 400% los últimos, lo que da cuenta de la anomalía regulatoria. Esto significa este verdadero "subsidio a las PMG fotovoltaicas.

Explica que los hidroeléctricos pequeños respecto a este punto han sido muy insistentes, porque resulta que se ha consolidado lo que nosotros veníamos pensando hace muchos años, que este tipo de mecanismos lo que hace es subsidiar a una tecnología en particular, de la fotovoltaica.

Es así que lo que recomienda el coordinador es una medida bastante más radical, cual es que el precio estabilizado sea reliquidado semestralmente para que el consumidor no se vea reflejado en la cuenta.

Como propuesta, plantea que en materia regulatoria de reglamento es que se establezca conforme a lo que la ley General de Servicio eléctrico indica, esto es que los generadores de un cierto tamaño, hasta 9 megawatt de potencia instalada, puedan optar a un mecanismo de estabilización del costo marginal. En este sentido se debe corregir la regulación que se sale de ese parámetro legal. Para esto, definir un nuevo precio estabilizado, determinado como el precio básico en la energía por intervalo temporal, es decir, sin ajuste de la banda de precio medio de mercado.

ANALISIS

- Ley establece un “mecanismo de estabilización” y no un “precio estabilizado” para PMGD.
- Precio estabilizado PMGD está en un reglamento (DS88)
- Precio estabilizado PMGD genera un costo social enorme:
 - Deuda actual USD 360 millones
 - Deuda futuro USD 500 millones anuales
- Precio provoca desplazamiento de generación renovable competitiva del sistema y el incrementa costos de suministro sin tope.

PROPUESTA

- Se debe corregir el mecanismo de estabilización en el Reglamento, evitando continuar con el esquema del actual subsidio cruzado anticompetitivo.
- Esquema neutro respecto del costo marginal (precio de mercado)
- Modificar las disposiciones establecidas en el régimen permanente del DS 88/2020, definiendo un nuevo Precio Estabilizado, determinado como el Precio Básico de Energía por Intervalo Temporal (“PBE por intervalo”), es decir, sin ajuste a la banda del Precio Medio de Mercado.

C.- **Don Javier Piedra Fierro, asesor parlamentario.** Agradece la oportunidad para presentar.

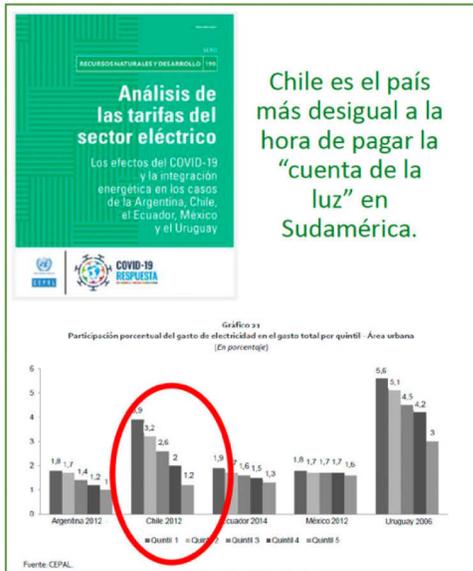
Explica que es director ejecutivo de la fundación Energía para Todos y que integra la Red de Pobreza Energética. Además, que es docente del Departamento de Ingeniería Mecánica la Universidad de Concepción, junto con ser ingeniero mecánico de profesión.

Señala que en el contexto del alza de la tarifa eléctrica informado el 19 de junio por Banco Central, la que será del 57%, en enero el 2025. La misma semana informa de alzas escalonadas en julio, octubre y enero. A su vez, tenemos funcionando esta Mesa Técnica, que trabajar para discutir dos temas: la impresión del subsidio y la reducción de la tarifa. Por último, tenemos un proyecto de ley de ampliación del subsidio eléctrico como respuesta al alza, Ya el primero de julio se anuncia el proyecto de ley para el subsidio y se discute en la Mesa Técnica, para presentar el proyecto de ley el 26 de agosto.

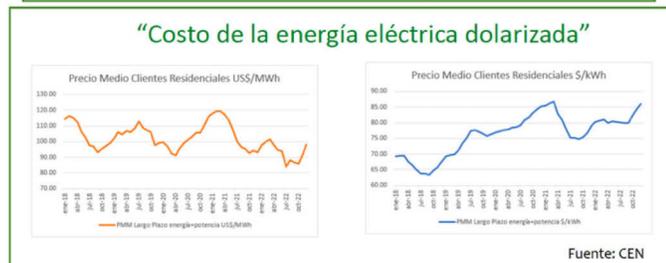
Comenta que se estuvo dos meses discutiendo el diseño de la propuesta de ampliar de 1,6 y 4,7 millones de hogares beneficiando al 40% del Registro social de Hogares, llegando a una cobertura de un 48% de la población. Además, llegaría hasta el 2027 siendo transitorio.

Todos sabemos que Chile es el país más desigual a la hora de pagar la cuenta de la luz en Sudamérica, según un informe CEPAL del año 2021. Ya es la segunda tarifa más cara, pero si la más desigual.

Chile tiene una tarifa eléctrica como el promedio de la OCDE, pero nuestros salarios son 38% más bajos a los que se tienen en un país desarrollado. Se suma que tenemos el costo de energía eléctrica dolarizada.



Chile tiene una tarifa eléctrica como el promedio de la OCDE, pero el salario promedio es un 38% más bajo.



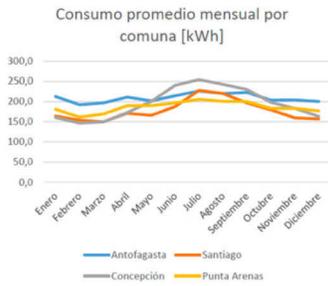
Respecto al consumo residencial de electricidad, digamos no es todos los meses igual, ya que varía en los meses de invierno, dado que consumimos más los meses de primavera y otoño consumimos menos y los meses de verano e invierno, más.

Ahora consumimos un poco más que antes, pero en general, cada invierno consumimos más que el invierno anterior y cada verano estamos consumiendo un poco más que el verano anterior y no así sucesivamente.

Pero además de que los consumos son distintos, las tarifas son distintas, según región, entonces una persona que gasta y que consume x cantidad de kilowatt hora en la región de Arica, no va a gastar lo mismo que el de la región de Los Ríos.

Con un cálculo somero, podemos señalar que el consumo varía según región como también variar. El año 2022, el consumo promedio en Chile por hogar fue de 193 kilowatt hora, mensual. Esto según datos de la Comisión Nacional de Energía. Así, antes de las alzas, en cada región se consumía en el orden de los 25.200 pesos a 34.300 por familia. Ahora, y si para hacer el cálculo más fácil como varían los valores entre 25 mil y 34 mil, si o calculamos por 30 mil pesos, si una familia gastaba esa cantidad en mayo de este año, va a pasar a ser entre 45 mil o 48 mil a enero del 2025, según región .

El consumo varía según región, como también varía la tarifa eléctrica. El consumo promedio mensual en Chile para el año 2022 fue de 193 kWh. El gasto por dicho consumo, antes de las alzas, variaba entre \$25.287 (RM) y \$34.384 (Los Ríos).



Fuente: CNE

Regiones	Tramo 1 (Menor igual 350 kWh) [\$/kWh]	Tramo 2 (Mayor 350 kWh - Menor igual 500 kWh) [\$/kWh]	Tramo 3 (Mayor 500 kWh) [\$/kWh]
Metropolitana	131.0	145.6	155.2
Atacama	147.4	160.7	170.8
Magallanes	147.5	159.2	167.9
Antofagasta	149.0	164.1	173.7
O'Higgins	152.7	167.4	177.8
Aysén	152.9	161.1	172.0
Valparaíso	155.3	169.0	179.7
Bío Bío	158.2	170.8	180.5
Sílo Bío	159.5	172.2	182.5
Arica y Parinacota	159.6	173.7	183.8
Maule	164.8	178.1	188.6
Ñuble	165.7	177.1	187.5
Coquimbo	165.7	178.6	189.3
La Araucanía	170.3	181.1	191.6
Los Lagos	178.2	191.2	201.3
Los Ríos	180.0	193.7	203.9

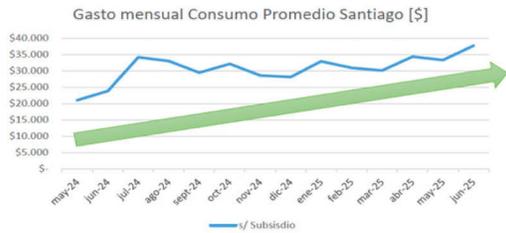
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2024. Distribuidoras y Cooperativas

Proyección alza

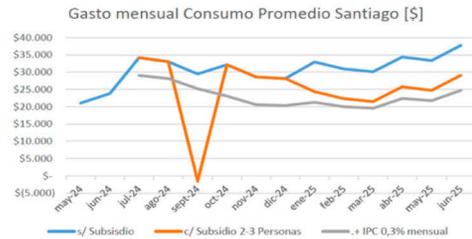
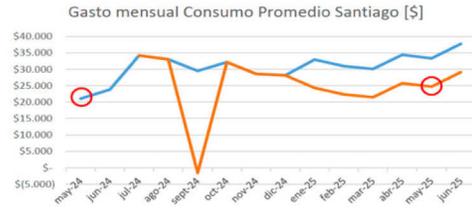
	Mayo 2024	Julio 2024	Octubre 2024	Enero 2025
Antofagasta	\$ 30.000	\$ 35.700	\$ 42.600	\$ 48.000
Coquimbo	\$ 30.000	\$ 34.500	\$ 41.100	\$ 46.500
Metropolitana	\$ 30.000	\$ 35.700	\$ 42.900	\$ 48.900
Bío Bío	\$ 30.000	\$ 37.200	\$ 43.200	\$ 48.300
Los Ríos	\$ 30.000	\$ 35.700	\$ 41.100	\$ 45.600



Ejemplos alzas tarifas y Subsidio



- El subsidio no logra contener el alza
- El subsidio no logra un objetivo concreto más que entregar recursos. Pero ¿cuánto? ¿por qué?



Fuente: ENEL, CNE.

Las láminas anteriores resumen el impacto del subsidio y los efectos del alza.

Pobreza Energética



Expertas y expertos participan en una nueva sesión de la Mesa Estratégica de Pobreza Energética

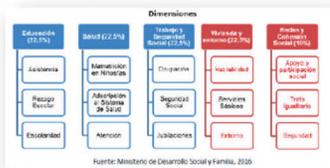
12 de mayo

Con la presencia de especialistas y asesores de parlamentarios, este viernes se realizó en dependencias del Ministerio de Energía la sexta sesión de la Mesa Estratégica de Pobreza Energética.

En esta oportunidad fueron invitados expertos y expertos en la materia, quienes dieron a conocer su visión desde distintos ámbitos de acción: así, el académico del departamento de ingeniería eléctrica de la UACH, Humberto Verdugo, hizo una presentación sobre entendimiento y proyección de la tarifa eléctrica, sustentada en los registros de la red de energía eléctrica. Mariana San Martín y Rubén Calvo, se refirieron a la definición de



2do Semestre año 2022



Se impulsa el subsidio eléctrico y se trabaja sobre ello.

Abril 2023

El subsidio apunta a la totalidad del 40% del RSH, discriminando la necesidad del subsidio por el RSH, pero no por la necesidad del alza propiamente tal.

El RSH no integra criterios asociados a energía

Afirma que para él, es muy importante lo que busca transmitir respecto a la pobreza energética.

Comenta que esto se abordó en una mesa de pobreza energética el año 2022, donde se creó un documento sobre Protección tarifaria y pobreza energética.

En abril del 2023 se impulsó el subsidio eléctrico y se trabaja sobre ello. Le parece perfecto, pero el subsidio apunta a la totalidad del 40% del Registro Social de Hogares, discriminando la necesidad del subsidio por sus datos, pero puede haber una familia que esté en el 39% y que ocupa gas y parafina. Entonces, no le sube tanto la cuenta de la luz, pero puede haber una familia que esté en entre el 40% y el 50% que tiene calefactor eléctrico y que se vea más afectada por el alza de la cuenta de la luz.

Entonces, a esa persona que la necesitaba no se la damos y al otro que no la necesitaba se lo damos, ya que el criterio es "todos los del registro social de hogares".

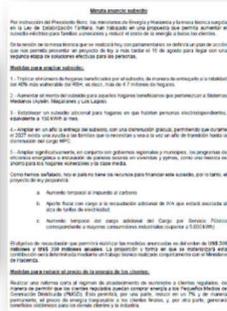
Hace presente que el Registro Social de Hogares mide la pobreza multidimensional y no está incluido el criterio de energía. El criterio de la vivienda que de la pobreza multidimensional tiene, es un criterio de habitabilidad, pero este criterio no tiene que ver con el alza la tarifa.

En cuanto a su propuesta sobre el tema de los PMGD, señala que es necesario reducir la tarifa eléctrica del usuario final de manera permanente y no transitoria, como el subsidio.

Se requiere que sea una medida de costo eficiente versus el subsidio eléctrico. Busca proponer algo que sea mejor que el subsidio y corregir la distorsión que genera el precio estabilizado, generando beneficios sistémicos que se traduzcan en beneficios a los consumidores.

Contexto

1° Julio 2024



Medidas para reducir el precio de la energía de los clientes:

Realizar una reforma corta al régimen de abastecimiento de suministro a clientes regulados, de manera de permitir que los clientes regulados puedan comprar energía a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Esto permitirá, por una parte, reducir en un 7% y de manera permanente, el precio de energía traspasable a los clientes finales, y, por otra parte, generará beneficios sistémicos para los demás clientes y la industria.

29 Julio 2024



Los PMGD son centrales con una capacidad menor a 1 MW, que acceden actualmente a un precio estabilizado que oscila entre US\$ 60 y US\$ 70 por MWh, según cifras oficiales.

Prevé recaudar US\$ 150 millones:
Gobierno busca limitar ingresos a pequeños generadores para financiar subsidios

Empresas alertaron que afectaría la certeza jurídica, mientras que el ministro Pardo lamentó la constante oposición de la industria.

Principios

- El objetivo principal es buscar reducir la tarifa eléctrica del usuario final de manera permanente.
- Que sea una medida costo eficiente versus el subsidio eléctrico.
- Corregir distorsión que genera el “Precio Estabilizado” y generar beneficios sistémicos que se traduzcan en beneficios para los consumidores.
- Que quienes se puedan ver afectados no queden en una posición peor a la que se encontraban históricamente.

Se refiere a la medida de **costo eficiente versus el subsidio eléctrico**.

El costo de ampliar el subsidio en 3.111.739 hogares, sin considerar SSMM y Electrodependientes, es de 873 MMUS\$. El 52% (450 MMUS\$) vendría de los PMGDs afectados por el PDL. En “número gruesos”, el financiamiento PMGD del PDL permite a 1.603.989 hogares acceder al subsidio. De no prosperar el pilar de financiamiento de los PMGD, el subsidio llegaría a 3,2 millones de hogares pertenecientes al 40% del RSH, llegando a prácticamente un tercio de la población

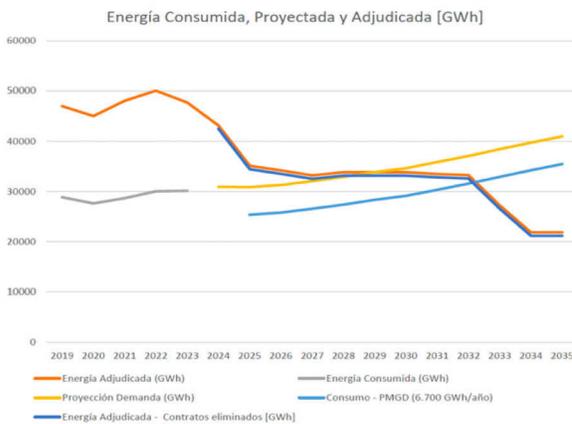
¿Qué es más costo eficiente para la ciudadanía?, se pregunta. Señala que el costo de la tarifa final ponderado previo a las alzas a nivel nacional era de \$149,8 kWh. Este llegará a \$235,1 kWh en el año 2025. La proyección de demanda para el año 2025 es de 30.865 GWh. Si se logra un 5% de ahorro en la tarifa, incluso descontando el cargo de \$22 para pagar la deuda, todos los consumidores se ahorrarían 350 Millones de dólares. La población que acceda al subsidio se verá doblemente beneficiada. De esta manera, 1/3 de la población de Chile se vería beneficiada con el subsidio, pudiéndose seleccionar en el universo de los hogares pertenecientes al 40% del RSH.

En el fondo, la propuesta deja de subsidiar a un 16% de la población, para beneficiar al 100% con una reducción tarifaria.

La fórmula se debiera mejorar en el tiempo, dado que ya se identificó que el actual precio estabilizado se encuentra muy por sobre los costos de operación. El ideal es que luego de traspasada la energía de los PMGD como energía demandada a los clientes regulados, se genere un mecanismo de competencia entre los PMGD para reducir aún más el costo.

Indica que la propuesta permite un ahorro significativo para las generadoras y clientes libres. Los clientes libres a quienes se les haya traspasado el costo de las compensaciones del PE y las Generadoras con contratos que absorben el costo de las compensaciones del PE, como lo son los contratos con los clientes regulados (hasta los contratos que entran en vigencia el año 2027).

No dejar en una peor posición a los afectados



Proporción de energía consumida versus contratada



- Entre el año 2019 y 2023 la proporción de energía consumida versus la contratada era de entre un 60% y 63%. El año 2024 se estima llegaría a un 72,8%, llegando el año 2029 a ser mayor que un 100%.
- La propuesta retrasa al año 2033 que exista más energía a consumir que contratada.
- La energía descontada de los contratos para clientes regulados se debe restar proporcionalmente a los contratos.

En síntesis, considera que La propuesta entrega mejores condiciones para la ciudadanía que la ampliación del subsidio; permite resolver una distorsión, generando un descuento relevante para las generadoras y clientes libres, lo que genera mayor competitividad y beneficios en los consumidores finales; Las empresas afectadas no percibirán un menor ingresos que los percibidos de manera previa; permitirá seleccionar a los beneficiarios según necesidad, bajo criterios de pobreza energética y no por el mero hecho de pertenecer al 40% del RSH y una vez realizada la propuesta, la discusión sobre el Precio Estabilizado no se cierra. De hecho, habrá mayor interés por abordar el tema, pues es ahora la ciudadanía quien lo pasaría a pagar.

4.- Finalmente, la sesión del 30 de septiembre se realizó con la participación del Ministro de Energía, don diego Pardow Lorenzo, quien dedicó unas palabras al trabajo realizado por la mesa, para luego de escuchar las intervenciones de los asistentes, dar cierre formal al trabajo de la Mesa Técnica de Tarifas.

