

# Efectos del traspaso de demanda regulada a PMGDs en las utilidades de los suministradores de energía

## Informe 2

13 de septiembre de 2024

Informe preparado por Rodrigo Moreno<sup>1</sup>  
para Ministerio de Energía

---

<sup>1</sup> Este informe ha contado con el valioso aporte de un equipo de ingenieros, especialmente de Matías Olivares (ISCI), Cristóbal Mujica (ISCI) y Gabriel Covarrubias (ISCI), cuyo trabajo ha enriquecido significativamente el contenido presentado. Sin embargo, es importante subrayar que la responsabilidad total de los análisis y conclusiones recae exclusivamente en el autor del informe, Rodrigo Moreno (Universidad de Chile e ISCI).

## 1. Introducción

El Ministerio de Energía ha evaluado una serie de acciones para minimizar el alza en las tarifas de clientes regulados, particularmente de aquellos más vulnerables. Estas medidas se han materializado en un Proyecto de Ley (PdL) que contempla un cambio en la tasa del impuesto verde, de 5 a 10 USD/tCO<sub>2</sub>, y la incorporación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) al suministro de clientes regulados, entre otras.

Con respecto a la medida de los PMGDs, el PdL ingresado propone la compra de energía inyectada por PMGD para el suministro de micro, pequeñas y medianas empresas (MiPymes), así como para operadores de servicios sanitarios rurales (SSR). Específicamente, se propone habilitar, de forma transitoria, que los PMGDs inyecten y retiren energía en el mismo punto de conexión para comercializarla con las concesionarias de servicio público de distribución. Así, las distribuidoras podrán traspasar el precio estabilizado asociado a los PMGDs a un conjunto de clientes conformado por MiPymes y SSR, las cuales deben cumplir con requisitos específicos para ser seleccionadas para el beneficio. Se establece un techo anual de 500.000.000 kilovatios hora (kWh) de la totalidad de inyecciones PMGD que podrán ser destinadas a este mecanismo.

En este contexto, el presente informe proporciona información clave para la discusión sobre la incorporación de PMGD al suministro de clientes regulados. Es importante señalar que el informe no aborda un análisis detallado sobre las modificaciones incluidas en el PdL, sino que se enfoca en determinar los cambios en las utilidades de los generadores (o más bien suministradores, dado que el análisis de este informe es sobre el margen de comercialización) que tengan contratos regulados con distribuidoras.

Las siguientes secciones del informe abordarán antecedentes clave y resultados para comprender los efectos de la medida propuesta sobre el mercado eléctrico, enfocándose en la posible variación en las utilidades de los generadores que suministran a clientes regulados.

## 2. Antecedentes y metodología

### 2.1. Proyecto de ley

El 26 de agosto de 2024, el poder ejecutivo de Chile presentó un proyecto de ley que busca ampliar el subsidio eléctrico transitorio en respuesta al alza de tarifas provocada por el descongelamiento de precios iniciado en noviembre de 2019<sup>2</sup>. Los principales objetivos del proyecto se centran en aumentar la cobertura de los subsidios, reducir las tarifas eléctricas y perfeccionar las facultades de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para mejorar la calidad del servicio a los clientes.

En particular, el proyecto propone aumentar la cobertura de los hogares beneficiados por el subsidio, con el objetivo de alcanzar al 40% de los hogares más vulnerables del Registro Social de Hogares, incrementar el monto del subsidio y ampliar el periodo de entrega del subsidio, entre otras medidas. Adicionalmente, el proyecto incluye una disposición que permite a los clientes comprar energía a los PMGD a precios más reducidos. Este último mecanismo, objetivo principal de este estudio, se presenta como un apoyo adicional para las MiPymes y los SSR, con el fin de reducir los costos asociados al aumento de tarifas.

La implementación de estas medidas requiere una recaudación de aproximadamente 350 millones de dólares anuales. El proyecto de ley propone tres mecanismos específicos de financiamiento:

- Aumentar de forma transitoria el impuesto verde de 5 a 10 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>,
- Recaudar impuestos del IVA derivados del incremento en las tarifas eléctricas,
- Implementar un cargo sobre todos los retiros de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con estas medidas, el proyecto de ley busca mitigar de manera transitoria, entre 2024 y 2026, los impactos de las alzas tarifarias, así como mejorar la calidad del servicio para los clientes regulados.

### 2.2. Contratos licitados, precios y margen

Desde el año 2013, las licitaciones de suministro en Chile se realizan de manera conjunta, agregando la demanda de las distintas distribuidoras. De este modo, los suministradores adjudicatarios venden su energía a las distribuidoras participantes en proporción a los bloques adjudicados y al volumen de demanda licitado. Sin embargo, en 2024 aún permanecen vigentes contratos anteriores a 2013, los cuales fueron organizados mediante licitaciones a nivel individual de cada distribuidora. La Tabla 1 muestra la posición contractual de generadores y distribuidores a la fecha, con un precio medio cercano a los 100 USD/MWh.

---

<sup>2</sup> República de Chile (2024). Mensaje N° 176-372. Disponible en: <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=17289&prmTIPO=INICIATIVA>

**Tabla 1. Contratos regulados de suministro por empresa generadora (izquierda) y por empresa distribuidora (derecha). Fuente: Systep.**

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	116	10,465
E-CL	114	7,600
ENEL GENERACIÓN	66	5,935
El Campesino	115	4,024
AES GENER	100	1,319
ACCIONA	100	1,111
COLBÚN	82	1,000
Abengoa	149	956
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	62	860
Aela Generación S.A.	96	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	51	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	151	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	55	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	52	441
San Juan SpA.	133	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	106	346
PUELICHE SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	69	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	117	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	99	1,565
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>99</b>	<b>41,735</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	94	14,379
CGE Distribución	103	13,391
Chilquinta	93	3,361
SAESA	95	2,900
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>98</b>	<b>34,032</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Se observa que, a nivel de empresas generadoras, el rango de precios es amplio, variando entre 38 y 151 USD/MWh. En contraste, a nivel de distribución, el rango es, como era de esperarse, más estrecho, fluctuando entre 93 y 103 USD/MWh. Estos rangos se utilizarán para las evaluaciones más adelante.

La utilidad del suministrador, o más precisamente el margen operacional de comercialización, se basa en la compra de energía en el mercado a precio spot y su venta al precio acordado en el contrato. Por lo tanto, las utilidades del suministrador dependen de la diferencia de precios a lo largo del día y de la energía despachada según el contrato. En consecuencia, una disminución de la demanda, como la que podría ocurrir por una transferencia hacia otros suministros como los PMGDs, podría reducir las utilidades (o el margen de comercialización) de los suministradores originales, siempre que el contrato presente un margen unitario positivo (es decir, que el precio

del contrato sea mayor o igual al precio spot en promedio). En situaciones donde el contrato regulado no resulta atractivo y genera pérdidas—por ejemplo, si el margen de comercialización es negativo debido a un precio spot superior al del contrato—una transferencia de demanda hacia PMGDs podría, paradójicamente, ser beneficiosa. Este estudio analiza diversos escenarios para comprender estos efectos.

### 2.3. Metodología de evaluación de impacto

Este análisis tiene como objetivo cuantificar el impacto en la utilidad de los suministradores ante una reducción de su demanda contratada mediante contratos regulados, como resultado del traspaso de demanda hacia los PMGDs. Se estiman cifras anuales mediante una metodología de *backcast*, calculando las variaciones en las condiciones de suministro derivadas de este traspaso durante el periodo comprendido entre septiembre de 2023 y agosto de 2024, con una resolución horaria.

En el siguiente capítulo, se presentan los resultados, incluyendo la variación en millones de dólares de las utilidades y por MWh. Para el cálculo de estas variaciones, se emplean las siguientes expresiones matemáticas:

$$\text{Variación de utilidad} = \text{Utilidad anual post traspaso} - \text{Utilidad anual pre traspaso}$$

$$\text{Variación de utilidad por MWh} = \frac{\text{Variación de utilidad}}{\text{Demanda pre traspaso en MWh}}$$

Considerando que:

$$\text{Utilidad anual} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{\text{Contrato}} - P_{\text{Spot}_t}) * \text{Cantidad}_t$$

Donde el subíndice “t” indica la resolución horaria del cálculo. La diferencia entre la utilidad pre and post traspaso de demanda a PMGDs, se ve reflejada en la cantidad de energía de compra/venta. Se asume que la entrada de los PMGDs al suministro regulado desplaza al resto de los contratos de la distribuidora en igual proporción.

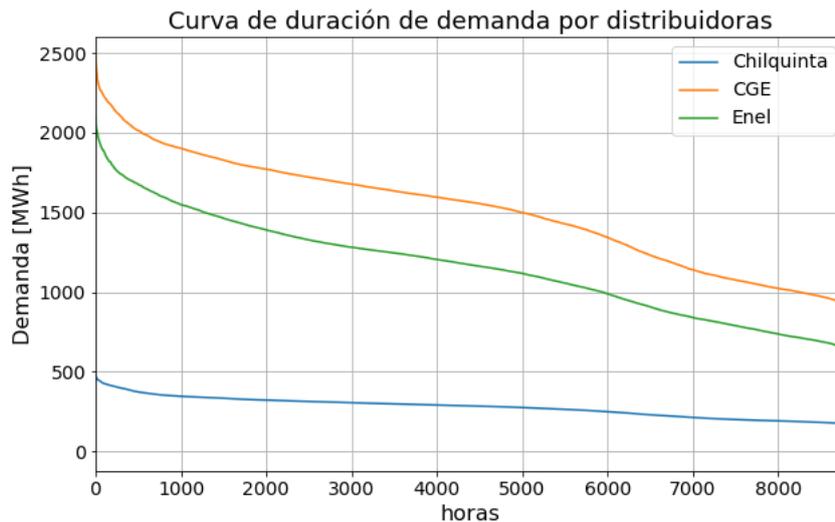
### 2.4. Selección de zonas a analizar y datos de entrada relevantes

Se seleccionaron tres empresas distribuidoras para analizar el impacto económico de la medida de traspasar demanda regulada a PMGDs. La elección de estas empresas como casos ilustrativos responde a la intención de reflejar distintas realidades en términos de consumo y generación PMGD. Así, los cálculos se realizan para las empresas Enel, Chilquinta y CGE. Enel fue seleccionada por su gran volumen de clientes y bajo nivel de penetración de PMGD; CGE, por su alto volumen de clientes y elevada penetración de PMGD; y Chilquinta, por contar con un volumen medio de clientes y una penetración media de PMGD en proporción a su consumo.

En esta sección, se presentan los principales datos de entrada utilizados en la evaluación económica del efecto del traspaso de demanda regulada hacia PMGDs.

### **Demanda regulada**

La demanda regulada es un parámetro crítico para el cálculo de las utilidades de quienes la suministran. La Figura 1 presenta las demandas eléctricas para las tres distribuidoras seleccionadas, correspondientes a Enel, Chilquinta y CGE, en el periodo septiembre 2023 y agosto 2024.



*Figura 1. Curva de demanda para cada una de las distribuidoras estudiadas.*

### **Costos marginales del SEN**

De manera complementaria, los costos marginales durante la operación del sistema, en conjunto con los precios de los contratos, determinan los ingresos que recibirán las suministradoras en el sistema. Por ello, la Figura 2 presenta los costos marginales en Alto Jahuel 220 kV a modo de referencia. Considerando que los costos marginales en las barras de retiro varían en función de su localización, se utilizaron aquellos correspondientes a las distintas zonas.

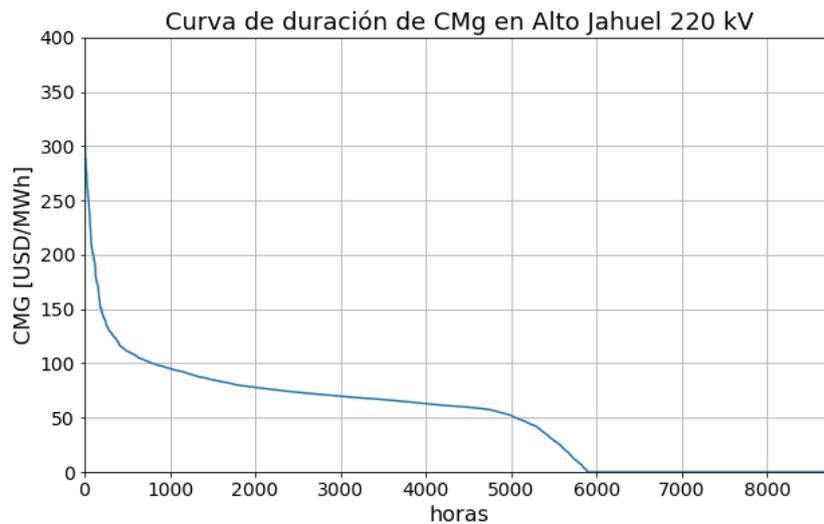


Figura 2. Curva de duración del costo marginal en Alto Jahuel 220 kV.

## 2.5. Capacidad instalada y generación PMGD

Actualmente, en Chile, hay 3 GW de capacidad instalada de PMGD, de los cuales aproximadamente 2.5 GW corresponden a centrales fotovoltaicas, ubicadas principalmente entre las regiones de Valparaíso y del Maule. La generación de PMGD en ciertas horas del día representa un gran porcentaje de la energía total inyectada en el SEN, alcanzando cerca del 20%. Las PMGD abastecen parte de la demanda de las distribuidoras, en particular para las tres distribuidoras analizadas, cubren un 1,6% en el caso de Enel, un 16% para Chilquinta y un 26% para CGE. En la Figura 3 se muestra la curva de duración de la generación de PMGD entre septiembre 2023 y agosto 2024.

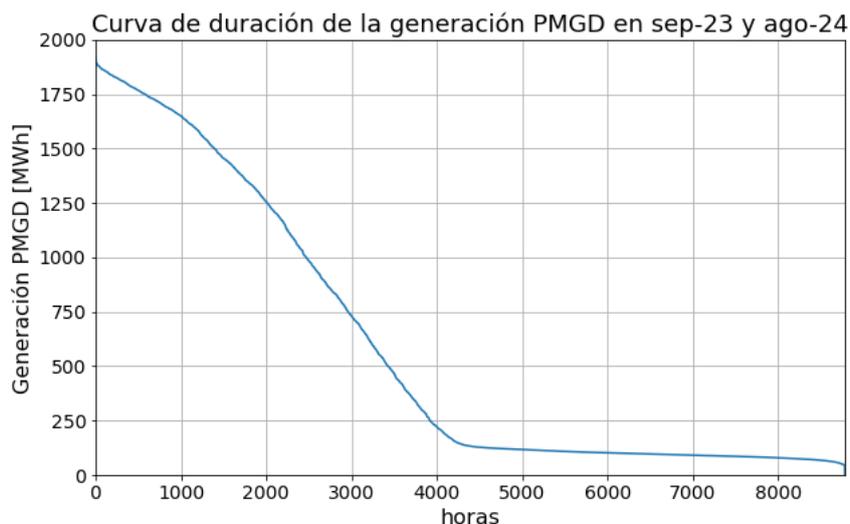


Figura 3. Curva de duración de la generación PMGD total en el SEN.

Como se aprecia, la energía inyectada por los PMGD es considerable, por lo que cualquier medida que involucre la participación de estos medios de generación debe ser analizada y cuantificada cuidadosamente, considerando los posibles cambios que puede generar en el mercado. Es

importante destacar que el techo anual de 500.000.000 kilovatios hora (kWh) de la totalidad de inyecciones PMGD que se pueden destinar al mecanismo propuesto en el PdL corresponde aproximadamente al 10% de la energía asociada a la curva de la Figura 3 ( $\approx 5$  TWh).

### 3. Resultados: Variación en los ingresos de suministradores

En esta sección, se desarrolla una serie de cálculos que estiman la variación de las utilidades que un generador puede percibir al incorporar los PMGD al suministro de clientes regulados, lo cual reduciría los retiros regulados de los suministradores originales y, potencialmente, sus utilidades.

#### 3.1. Impactos en utilidades de suministradores con 100% de participación PMGD

La Tabla 2 presenta las variaciones en las utilidades de los suministradores al permitir que el 100% de los PMGD abastezcan la demanda regulada. Este es un escenario extremo que, aunque no ha sido propuesto por el Ministerio, proporciona una cota superior para evaluar sus efectos. Las columnas de la tabla muestran distintos precios de contratos que los suministradores podrían tener con la distribuidora, abarcando un rango de 40 a 160 USD/MWh. Las variaciones negativas indican una disminución en las utilidades producto de la medida, observada con mayor intensidad en contratos con precios altos, debido a que estos contratos son especialmente favorables para los suministradores y, por lo tanto, la reducción de demanda y su traspaso a los PMGDs genera mayores pérdidas.

*Tabla 2. Variación de utilidades anuales de los suministradores con una participación de PMGD del 100%.*

Suministradores en las siguientes áreas	40 [USD/MWh]	50 [USD/MWh]	60 [USD/MWh]	80 [USD/MWh]	100 [USD/MWh]	120 [USD/MWh]	140 [USD/MWh]	160 [USD/MWh]
Enel [USD/MWh]	-0,38	-0,53	-0,70	-1,01	-1,32	-1,65	-1,96	-2,27
Chilquinta [USD/MWh]	-4,00	-5,63	-7,22	-10,41	-13,59	-16,78	-20,00	-23,18
CGE [USD/MWh]	-5,92	-8,55	-11,19	-16,46	-21,73	-27,00	-32,26	-37,53

Como se puede observar, los efectos varían según la distribuidora con la que se tenga un contrato. Para los suministradores de una distribuidora con alto consumo y baja penetración de PMGD, como Enel, las pérdidas son menores. Sin embargo, para los suministradores de empresas como CGE, que presentan un alto volumen de PMGD, los impactos pueden ser considerables. En general, los impactos más significativos se observan en suministradores con contratos a precios elevados. Las áreas más afectadas corresponden a CGE, Chilquinta, y, en menor medida, Enel.

Es interesante observar que, incluso en contratos con precios bajos donde se generan utilidades negativas (por ejemplo, a 40 USD/MWh), se produce una pérdida al reducir la demanda regulada del contrato y transferirla a los PMGDs. Esto se debe a que el traspaso de energía ocurre principalmente en las horas en las que el margen es positivo. Dado que los PMGDs, en su mayoría solares, coinciden con los períodos de menor precio spot, la reducción de demanda en esas horas resulta perjudicial, ya que corresponden a los momentos de mayor margen de comercialización.

### 3.2. Impactos en utilidades de suministradores con distintos porcentajes de participación PMGD

Las medidas que ha analizado el Ministerio en la práctica incluyen un traspaso de energía desde suministradores tradicionales a PMGDs, correspondiente al consumo de MiPymes. Según el techo establecido, la demanda asociada a esta medida podría representar hasta un 10% de los PMGDs suministrando demanda regulada. Así, las Tablas 3 y 4 a continuación muestran los impactos en distintos suministradores en diferentes zonas de concesión. Se presentan los efectos para el 10 y 20% producto que el efecto en cada zona podría ser heterogéneo. En general, se observan las mismas tendencias identificadas previamente en la Tabla 2, aunque con una intensidad diferente.

**Tabla 3. Variación de utilidades anuales de los suministradores con una participación de PMGD del 20%.**

Suministradores en las siguientes áreas	40 [USD/MWh]	50 [USD/MWh]	60 [USD/MWh]	80 [USD/MWh]	100 [USD/MWh]	120 [USD/MWh]	140 [USD/MWh]	160 [USD/MWh]
Enel [USD/MWh]	-0,08	-0,11	-0,14	-0,21	-0,26	-0,33	-0,39	-0,45
Chilquinta [USD/MWh]	-0,82	-1,14	-1,43	-2,08	-2,73	-3,35	-4,00	-4,65
CGE [USD/MWh]	-1,18	-1,71	-2,24	-3,29	-4,35	-5,40	-6,45	-7,52

**Tabla 4. Variación de utilidades anuales de los suministradores con una participación de PMGD del 10%.**

Suministradores en las siguientes áreas	40 [USD/MWh]	50 [USD/MWh]	60 [USD/MWh]	80 [USD/MWh]	100 [USD/MWh]	120 [USD/MWh]	140 [USD/MWh]	160 [USD/MWh]
Enel [USD/MWh]	-0,04	-0,05	-0,07	-0,10	-0,14	-0,17	-0,20	-0,23
Chilquinta [USD/MWh]	-0,41	-0,57	-0,73	-1,06	-1,35	-1,67	-2,00	-2,33
CGE [USD/MWh]	-0,59	-0,86	-1,12	-1,65	-2,17	-2,70	-3,23	-3,75

De lo anterior se desprende que, con una menor participación de los PMGD en el suministro de demanda regulada, las variaciones en las utilidades de los suministradores tradicionales son menores, lo cual es esperable. Así, los suministradores que abastecen las zonas de Enel, Chilquinta y CGE mediante contratos de altos precios (160 USD/MWh) podrían experimentar disminuciones en sus utilidades de 0,23; 2,33; y 3,75 USD/MWh, respectivamente, en un escenario donde la participación de los PMGD alcance el 10%. Finalmente, nótese que la relación entre los resultados con distintos niveles de participación PMGDs son lineales, por lo que es relativamente sencillo determinar impacto con otros niveles de penetración PMGD.

### 3.3. Desplazamiento de contratos

En los ejercicios anteriores se ha asumido que la entrada de los PMGDs al suministro regulado desplaza al resto de los contratos de la distribuidora en igual proporción. Sin embargo, en la práctica, esto no necesariamente ocurrirá. Por ejemplo, si se plantea que solo los contratos más caros (aquellos por encima de un umbral o valor promedio) sean los afectados, estos experimentarían impactos superiores a los previamente indicados, mientras que los contratos más baratos tendrían un impacto menor, o incluso nulo.

## 4. Conclusiones

El traspaso de demanda regulada hacia los PMGDs afecta negativamente las utilidades de los suministradores de energía, ya que su margen operacional de comercialización se basa en la compra de energía en el mercado a precio spot y su venta al precio acordado en los contratos, multiplicado por la cantidad de energía comercializada. Por lo tanto, las utilidades dependen de la diferencia de precios a lo largo del día y del volumen de energía despachada según el contrato. En este contexto, una disminución de la demanda, como la que se produce con la transferencia hacia los PMGDs, reduce las utilidades o los márgenes de comercialización de los suministradores originales.

Este reporte cuantifica el perjuicio asociado a este traspaso para los suministradores que sostienen contratos regulados. Para una penetración aproximada del 10% de PMGDs en el suministro regulado, correspondiente al límite de 500 GWh anuales establecido por la autoridad, la pérdida en contratos más caros (160 USD/MWh) podría alcanzar hasta 4 USD/MWh si la reducción de demanda se distribuye proporcionalmente entre todos los contratos. Sin embargo, si la reducción se concentra en la mitad del volumen de demanda contratada, por ejemplo, en aquella asociada a los contratos más caros, el impacto podría duplicarse, alcanzando hasta 8 USD/MWh de pérdida. Cabe destacar que, a nivel sistémico, estos 500 GWh representan un 0,6% de la demanda total del sistema y un 1,5% de la demanda regulada.