

**Metodología de cálculo de ingresos
producto al IVA
extraordinario asociado al proceso de
normalización
tarifaria de la Ley 21.667**

Preparado por: Dr. Humberto Verdejo Fredes

para

Generadoras Pequeñas y Medianas AG

Contenido

1. Antecedentes.....	3
1.1 Procedimiento de normalización tarifaria de la Ley 21.667.....	3
1.2 Anuncio del gobierno en julio del 2024 para incrementar cobertura del subsidio.....	6
1.3 Análisis y discusión sobre los pilares 1 y 2.....	7
2. Análisis y proyección de recaudación asociado al pilar 3.....	9
2.1 Contexto Normativo.....	10
2.2 Metodología de proyección Precios de Energía	12
2.2.1.- Etapa 01: cuantificación de costo de suministro de contratos firmados ..	12
2.2.2 Etapa 02: cuantificación de costo de suministro de contratos no firmados	14
2.2.3. Etapa 03: obtención del Pe por comuna.....	16
2.3 Metodología de cálculo para recaudación de IVA por alza de tarifas.....	20
2.3.1. Resultados Escenario 1: tarifas residenciales BT1	22
2.3.2. Resultados Escenario 2: tarifas residenciales BT1 y consumos residenciales	23
2.3.3. Resultados Escenario 3: tarifas residenciales BT1, BT4.3 y AT4.3	23
2.3.4. Resultados Escenario 4: todas las tarifas reguladas	24
2.3.5. Resultados Escenario 5: reliquidación del Valor Agregado de Distribución solo tarifas BT1	24
3. Proyecciones para proceso asociado al primer semestre del 2025.....	25
3.1. Análisis de la cobertura para electrodependientes.....	26
4. Conclusiones	27

1. Antecedentes

El presente informe tiene como objetivo realizar un análisis sobre las fuentes de financiamiento asociadas al Proyecto de Ley que permitiría incrementar la cobertura del subsidio para hogares vulnerables. Para lograr lo anterior, se presentan los antecedentes que llevaron a la autoridad a proponer un incremento de la cobertura del subsidio comprometida en la Ley 21.667¹.

Posteriormente, se realiza un análisis descriptivo de los pilares de financiamiento del fondo que financiaría la cobertura extraordinaria. Específicamente, el documento describe la metodología de cálculo que permite estimar la recaudación asociada al IVA extraordinario producto de la implementación de la Ley 21.667².

Finalmente, se presentan las proyecciones de recaudación al considerar evaluar cuatro escenarios asociados a los diferentes tipos de tarifas existentes. Además, se modela también el efecto que tendría en la recaudación del Estado la implementación de la reliquidación de los cargos asociados al Valor Agregado de Distribución.

1.1 Procedimiento de normalización tarifaria de la Ley 21.667

La tarifa de electricidad que se aplica a los clientes regulados, para más del 90% de los usuarios, tiene tres componentes principales:

Tarifa = Cargo por energía + Cargo por transmisión + Cargo por distribución

El cargo por energía corresponde al precio definido en las licitaciones de suministro que define la Comisión Nacional de Energía (CNE) y que se traduce en contratos de suministro entre empresas de generación y distribución. Es importante tener en cuenta que los contratos son entre privados y cualquier modificación o renegociación requiere de la voluntad de ambas partes. Este cargo se debe actualizar cada seis meses debido al ingreso y salida de contratos. En términos de la tarifa representa el 70% del total y se paga en pesos por kWh.

El cargo por transmisión representa los ingresos que reciben las empresas propietarias de las instalaciones que permiten transportan la energía desde los puntos de generación (inyección) a los puntos de consumo (retiros). En la práctica representa el peaje que reciben las empresas por el uso de las carreteras eléctricas, corresponde aproximadamente al 10% de la tarifa. De acuerdo con la Ley 20.936³, la totalidad de los cargos de transmisión los paga el usuario final en la tarifa en pesos por kWh.

¹ <https://bcn.cl/3jisi>

² <https://bcn.cl/3jisi>

³ <https://bcn.cl/2c931>

El cargo por distribución corresponde al ingreso que reciben las empresas de distribución por: facturar mensualmente las boletas, atender a los usuarios y mantener las instalaciones que permiten entregar energía en el punto final del sistema donde está el usuario. En la cuenta final representa el 10% de la tarifa y se paga en pesos por kWh.

Debido al estallido social del octubre del 2019, la componente de energía se congeló mediante la Ley 21.185⁴, generando una deuda a favor de las empresas de generación que no podría superar los 1.350 MM USD. El objetivo de dicha Ley era traer al valor presente los precios bajos de las licitaciones de suministro firmados con posterioridad al 2015 y que los usuarios pagaran, posteriormente, con cargo a la tarifa la deuda adquirida con los generadores. Desafortunadamente, dicho mecanismo no funcionó de acuerdo con lo proyectado por la autoridad y en julio del 2022 las tarifas deberían haber subido un 45% para comenzar a pagar la deuda de según el procedimiento definido en la Ley vigente de la época.

El gobierno actual asumió en marzo del año 2022 con este problema de arrastre en las tarifas eléctricas y se diseñó un nuevo mecanismo que buscaba contrarrestar el incremento del 45% para todos los usuarios. De esta forma, en agosto del 2022 se publicó otro mecanismo de estabilización que tenía los mismos problemas de diseño que lo establecido en la Ley 21.185. Este nuevo mecanismo considerada incrementar la capacidad de deuda de los usuarios en 1.800 MM USD adicionales y que la devolución se realizará de manera proporcional al consumo. Para esto se definieron tres tipos de usuarios: pequeños (consumos bajo 350 kWh), medianos (consumos entre 350 kWh y 500 kWh) y grandes (consumos sobre 500 kWh). El objetivo esta nueva Ley 21.472⁵ era devolver la deuda en términos de incrementos diferenciados en la tarifa, considerando que aquellos que consumen más, debían pagar más.

Desafortunadamente, la deuda adicional de 1.800 MM USD se alcanzó en menos de 6 meses y a inicios del año 2023 debería haber comenzado el proceso de devolución de la deuda. En este escenario, la CNE y cumpliendo su rol descrito en la Ley, publicó el Informe Técnico Preliminar de las tarifas que debieron haber comenzado a regir el primer semestre del 2023. En términos de números, dicho informe proyectaba incrementos de 8% para usuarios pequeños, 12% para usuarios medianos y hasta un 88% para usuarios grandes. Nuevamente, los incrementos de tarifas se debían a que era necesario comenzar a devolver la deuda adquirida con los generadores mediante un cargo adicional en las tarifas y así retomar la cadena de pago de las empresas de generación.

Debido a la complejidad de traspasar incrementos de tarifa tan considerables a los usuarios, la autoridad decide mantener vigentes las tarifas asociadas al decreto 16T, correspondiente a julio del año 2022, durante todo el año 2023. Esta medida evitó un problema mediático por el incremento importante de tarifas para todo el sector

⁴ <https://bcn.cl/2ceuc>

⁵ <https://bcn.cl/3470r>

productivo nacional. Sin embargo, el congelamiento de las tarifas solo era una falsa ilusión respecto a que las cuentas de la luz no subían y la deuda con las empresas de generación crecía como una bola de nieve que rodaba cerro abajo.

De esta forma, y de acuerdo con los datos de expertos, la deuda a marzo del 2024 alcanzaría a más de 6.000 MM USD. Paralelo a esto, la CNE cumpliendo nuevamente con el rol que la Ley le asigna, publica el informe técnico preliminar asociado a las tarifas del primer semestre del año 2024. Los datos de dicho informe proyectaban incrementos de tarifas que bordearían hasta un 150%.

Dado que era insostenible mantener las tarifas congeladas, que la deuda siguiese creciendo de manera exponencial e implementar incrementos de tarifas de 150%, después de un intenso trabajo legislativo, en abril del 2024 se aprobó finalmente la Ley 21.667 que tendría como objetivo:

1. No acumular más deuda con las empresas de generación
2. Descongelar los precios de energía de manera gradual y traspasar a los usuarios los costos reales de los contratos entre empresas generadoras y distribuidoras
3. Implementar un esquema de subsidio que permite proteger a los usuarios vulnerables del incremento progresivo de las tarifas
4. Retomar la cadena de pago que ha golpeado a las empresas de generación, producto de los esquemas de estabilización de precios
5. Incluir un cargo en el precio de la energía que variará de manera incremental y permitirá devolver la deuda total entre el segundo semestre del 2024 y el año 2035.

Es importante mencionar y tener presente que sin este mecanismo de normalización tarifaria la autoridad debería haber implementado un alza de tarifas de hasta un 150% durante el primer semestre del presente año (2024).

Otro elemento que quedó descrito en la Ley 21.667, y que al parecer no fue socializado adecuadamente, es que además faltaba por descongelar el denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). Este cargo no se actualizaba desde noviembre del año 2020.

Los motivos de lo anterior no estaban en la implementación de las Leyes 21.185 y 21.472. La razón se fundamenta en el retraso de la implementación del estudio tarifario descrito en la Ley Corta 21.119⁶ que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

La implementación de la normalización del cargo VAD comenzó en junio del 2024, siendo un mes antes a lo proyectado por la autoridad quien informó que en julio comenzaría el descongelamiento de los precios de energía.

⁶ <https://bcn.cl/2ck90>

A modo de resumen, el esquema de normalización tarifaria tendría 4 etapas:

Tabla 1 – Etapas del proceso de normalización tarifaria

Etapa	Año	Mes	Motivo	Incremento promedio
1	2024	Junio	Descongelamiento del cargo VAD	7% a nivel nacional
2	2024	Julio	Descongelamiento precio de energía	Consumos bajo 350 kWh: 12%
				Consumos bajo 500 kWh: 35%
				Consumos sobre 500 kWh: 28%
3	2024	Octubre	Actualización precio de energía	Consumos bajo 350 kWh: 23%
				Consumos sobre 350 kWh: 7%
4	2025	Enero	Actualización precio de energía	Consumos bajo 350 kWh: 9%
				Consumos sobre 350 kWh: -5%

Adicionalmente a lo descrito en la tabla 1, resta por considerar un incremento de hasta un 10% (este criterio lo define la Superintendencia de Electricidad y Combustibles) para comenzar a saldar la deuda con las empresas distribuidoras producto del retraso del decreto VAD entre los años 2020 y 2024. Esto corresponde a que cada usuario deberá pagar a la respectiva empresa distribuidora la diferencia entre los cargos de distribución del período comprendido entre noviembre del 2020 y mayo del 2024.

1.2 Anuncio del gobierno en julio del 2024 para incrementar cobertura del subsidio

Al momento en que la autoridad informa los incrementos asociados al proceso de normalización de las tarifas eléctricas, se comienza a evaluar y dimensionar el impacto mediático en la ciudadanía. En términos de cifras en solo dos meses el incremento de tarifas alcanzó en promedio a un 42% para un conjunto considerable de usuarios residenciales y principalmente al sector productivo nacional.

Para amortizar la complejidad mediática del incremento de tarifas, la autoridad informa que de acuerdo con lo establecido en la Ley 21.667, existe además un esquema de subsidio para ser implementado durante los 5 semestres consecutivos: segundo semestre 2024 y los años 2025-2026.

En términos de números, en la Ley quedaron comprometidos 60 MM USD semestrales que permiten aproximadamente financiar cerca de 1.8 millones de subsidios por semestre. Los montos de la cobertura quedaron claramente definidos en la Resolución 18⁷ Exenta de 2024.

A pesar lo anterior, la autoridad anuncia en julio del presente año el ingreso de un nuevo Proyecto de Ley que permitiría incrementar la cobertura del subsidio llegando a casi 4.5 millones de beneficiarios y lo anterior se extendería hasta el año 2027.

⁷ <https://bcn.cl/3kre9>

Para lograr financiar esta iniciativa el gobierno incluye en el Proyecto de Ley 3 pilares de financiamiento:

- Pilar 1: incrementar la tasa de impuesto a las centrales de generación que operen con carbón
- Pilar 2: implementar un cargo adicional a los retiros de energía
- Pilar 3: asignar fondos estatales producto de la recaudación extraordinaria de IVA

A continuación, se presenta un análisis conceptual de los pilares 1 y 2, para luego detallar la metodología y las proyecciones de recaudación asociados al pilar 3.

1.3 Análisis y discusión sobre los pilares 1 y 2

Es importante indicar y contextualizar que el problema asociado al congelamiento de las tarifas eléctricas es producto del fallido funcionamiento de los mecanismos de estabilización asociados a las Leyes 21.185 y 21.472. Por lo tanto, si el Estado propone como solución incrementar la cobertura del subsidio ya creado en la Ley 21.667, lo más razonable sería que los fondos proviniesen de las arcas fiscales. Esto se ha hecho anteriormente y los casos emblemáticos son el Proyecto del Transantiago y el Mecanismo de Estabilización del Precio de los Combustibles.

Realizando una crítica constructiva, ninguno de los actores del sector: usuarios y empresas, tienen responsabilidad de las consecuencias de modificar la regulación por parte de los gobiernos de turno. Si bien es cierto, la Ley 21.185 del año 2019 resulta como consecuencia de una crisis política y social del momento, el segundo mecanismo del año 2022 fue prematuramente diseñado e implementado.

El hecho de modificar la regulación producto de situaciones coyunturales ha provocado problemas en que el Estado ha decidido solucionarlos con cargo a los propios actores del sector. Evidencia de lo anterior es que el actual subsidio vigente se financia con 120 MM USD anuales, de los cuales 100 MM USD los aportan los propios usuarios mediante la tarifa y solo 20 MM USD provienen de fondos fiscales.

Al mirar la realidad comparada con el servicio del agua potable, se esperaría que el Estado replicara los casi 100 MM USD que aporta anualmente para esta cobertura, la cual permite financiar cerca de 850.000 subsidios⁸.

Considerando lo anteriormente expuesto, resulta difícil entender que la autoridad recurra nuevamente a los actores del sector para resolver un problema gatillado por políticas públicas que no funcionaron de acuerdo con lo esperado y que al parecer la cobertura no fue correctamente dimensionadas.

8

https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/36501/1/BCN___Criterios_de_Asignacion_de_beneficios_estatales.pdf

Por otro lado, y sin considerar los argumentos recién expuestos, los pilares 1 y 2 propuestos en el Proyecto de Ley presentan los siguientes puntos a tener en consideración:

- El incremento del impuesto al carbón podría no recaudar lo efectivamente proyectado. Lo anterior se basa en que las centrales tienen retiros programados y existen diversos factores que podrían provocar que los montos recaudados sean menores a los estimados por la autoridad.
- El cargo adicional a los retiros va en directo perjuicio a las empresas que decidieron realizar inversiones con las condiciones regulatorias definidas por los dos gobiernos anteriores y el de turno. Esto resulta de especial relevancia en un contexto que la industria requiere certeza jurídica y así garantizar atraer inversiones que permitan financiar proyectos estratégicos como son las líneas de transmisión y sistemas de almacenamiento. Lo anterior resulta ser crucial para cumplir con los compromisos involucrados en el camino hacia la carbono neutralidad.
- Lo anterior no implica que la regulación debe mantenerse estática en el tiempo. De hecho, lo razonable y recomendable es adaptarla a los desafíos que requiere el país. Sin embargo, el problema estructural del pilar 2 es que modifica las reglas del juego de manera retroactiva.
- La gran cantidad de proyectos existentes y catalogados como PMGD es producto de una política exitosa que inicio el año 2004 con la Ley 19.940⁹, y que se implementó con el posterior Decreto Supremo 244, donde el Estado definió las condiciones para incentivar inversiones en el mediano y largo plazo. De hecho, la primera instalación que se acogió a este mecanismo lo hizo recién el año 2016, es decir, 10 años después de aprobado el reglamento. Por lo tanto, las políticas públicas exitosas toman tiempo para ver resultados concretos.
- El modificar la regulación con carácter retroactivo definitivamente sentará un precedente que atentará contra la certidumbre y la positiva colaboración pública-privada que ha permitido construir infraestructura para el desarrollo del país. Adicionalmente, es importante mencionar que la Ley del año 2004 fue actualizada recientemente con el Decreto Supremo 88 del año 2020, el cual fue construido con los actores del sector.
- Por otro lado, también es relevante poner como antecedente que los costos sistémicos, donde se encuentra el precio estabilizado, responden a coyunturas que no pueden ser previstas en su totalidad. Afortunadamente, la condición hidrológica ha mejorado durante los últimos dos años. Sin

⁹ <https://bcn.cl/2c92u>

embargo, esto puede revertirse si la sequía se acrecienta, si se producen nuevamente restricciones de combustibles, si es necesario aplica otro decreto por racionamiento, por mencionar algunos factores. Por esta razón resulta ser más adecuado evaluar el comportamiento de los pagos laterales en un horizonte de tiempo mayor.

Los antecedentes descritos anteriormente, bajo ningún punto de vista, apuntan a que la regulación debe mantenerse estática, de hecho, es todo lo contrario. Uno de los elementos a que apunta el presente informe es que la evidencia muestra que cuando se regula sobre la coyuntura las políticas públicas no tienen un correcto desempeño.

Por otro lado, la actualización normativa debe ser siempre hacia adelante y no de manera retroactiva. De no perseverar en lo anterior, solo se pone en riesgo la certeza regulatoria y las inversiones que requiere el sector eléctrico, que son financiadas en su totalidad por privados.

2. Análisis y proyección de recaudación asociado al pilar 3

Dado que el alza de tarifas, como ha sido mencionado anteriormente, es producto del desafortunado mal desempeño de dos políticas públicas, resulta razonable considerar que la cobertura adicional del subsidio sea financiada con fondos del Estado. Para lo anterior el Proyecto de Ley contempla hacer uso de la recaudación adicional por incremento de las tarifas eléctricas en el período de vigencia del subsidio.

Para modelar y estimar la recaudación, a continuación se describe el marco regulatorio que define la forma en que se calculan los precios de energía para clientes regulados. En base a lo anterior, se proyectarán las alzas de tarifas que permitirán evaluar el impacto del proceso de normalización tarifaria.

Posteriormente, se presenta la metodología de cálculo de IVA extraordinario y los casos considerados para evaluar los montos a recaudar en el período de alzas de tarifas. Adicionalmente, se realiza una estimación de los recursos extraordinarios que se podrían obtener producto de la reliquidación del cargo del Valor Agregado de Distribución, el cual debiese ser implementado durante el primer semestre del año 2025.

2.1 Contexto Normativo precios de energía clientes regulados

Dadas las fluctuaciones del precio de energía al que se veían expuestos los Clientes Regulados producto de la fijación de precios en los contratos que las distribuidoras firmaban con los suministradores a precio nudo (hoy Precio Nudo de Corto Plazo), es que, con fecha 9 de mayo del año 2005, se publica en el diario oficial la ley 20018¹⁰, denominada Ley Corta 2, modificando con ella el marco normativo del sector eléctrico nacional respecto de la metodología de compra de energía para clientes finales regulados.

En este contexto, el suministro necesario por las distribuidoras para abastecer la demanda de los clientes regulados se debe obtener a través de procesos de licitación, las cuáles serán de carácter público, abiertas, no discriminatorias y transparentes, en el cual las ofertas presentadas serán de dominio público, y se darán a conocer por medio de un medio electrónico¹¹ para poder acceder a estas. Uno de los puntos importantes de mencionar es que, las distribuidoras puedan coordinarse y de esta manera efectuar una licitación conjunta. No obstante, en cualquiera de los dos casos, las bases correspondientes para la licitación deberán siempre ser aprobadas de forma previa por la comisión nacional de energía (CNE). Esto último no sucedió hasta las licitaciones del 2013 en adelante, donde se establecen licitaciones conjuntas. Para los procesos anteriores, las distribuidoras por si solas o en algunos conglomerados en conjunto, salían a licitar por separado, razón por lo cual, podemos observar precios en la actualidad por distribuidora con un alto nivel de dispersión.

En las bases de la licitación se especificará el porcentaje máximo de energía requerido por los clientes regulados que se acordará para cada contrato y junto a esto el plazo de duración de cada uno de los respectivos contratos, el cual no puede exceder más de quince años.

Respecto de los oferentes del proceso de licitación, se establece que estos deben presentar una oferta de suministro en la cual se indique el precio de la energía, en los puntos de compra correspondientes, mientras que el precio de la potencia se fijará correspondiente al decreto de precio de nudo que se encuentre vigente al momento de iniciado el proceso de licitación.

Los precios de energía y potencia se encuentran fijados en las ofertas, donde estos precios tendrán una indexación (ajuste), la cual se establecerá en las bases de la licitación. Para el precio de la energía, esta indexación deberá representar la variación de costos de los combustibles y de los insumos relevantes para la generación eléctrica. En cuanto a la indexación del precio de la potencia, esta debe reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad generadora más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima.

¹⁰ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238139>

¹¹ licitacioneselectricas.cl

Una vez se cierre el periodo de presentación de ofertas, se adjudicará el contrato al oferente que ofrezca el menor precio de la energía.

Los precios máximos que los oferentes pueden ofertar están regulados, donde este valor corresponde a un 20% sobre la banda de precio nudo de corto plazo fijado en el decreto vigente al inicio de la licitación. En caso de que la licitación quedará desierta parcial o totalmente, se puede convocar a una nueva licitación, donde el precio máximo ofertado puede aumentarse de forma adicional hasta un 15%. Si se da el caso de que nuevamente queden bloques desiertos y el decreto de precio de nudo de corto plazo utilizado anteriormente queda fuera de vigencia, se debe utilizar el nuevo decreto y se aplicará un máximo de 20% como se indicó anteriormente.

En base a algunos problemas que no pudieron subsanarse con el proceso establecido en la Ley 20018, se establece la Ley 20.805¹², que tiene por objetivo perfeccionar el sistema de licitaciones que se realizaba hasta la fecha.

Anterior a la Ley 20805, los procesos de licitación se regían por lo indicado en la Ley Corta 2, donde por, ejemplo, se indicaba un precio máximo en las ofertas realizadas que tenía como base el PNCP aumentado en un 20%. La ley 20.805 fija un precio máximo para las ofertas llamado precio de reserva, el cual tiene como característica, que no será de dominio público hasta una vez abiertas todas las ofertas económicas. Esto tiene por objetivo que las generadoras no especulen con el precio de las ofertas realizadas.

Junto a esto, se establecieron distintos tipos de licitaciones con base a poder entregar herramientas al ente regulador de realizar ofertas con plazos distintos. Dado esto, se norman los procesos de licitación de largo plazo, licitación de corto plazo y licitaciones excepcionales de corto plazo.

Las diferencias de las licitaciones se dan principalmente dado que, con los procesos anteriores de largo plazo no se podía hacer revisión de las energías desiertas que se requerían en el corto plazo y, por este motivo, se establecen licitaciones enfocadas en el corto y cortísimo plazo. La licitación de largo plazo (licitación "normal") queda con algunas características particulares como que, una vez adjudicado, el plazo para el inicio de suministro pasa de 3 a 5 años, dando mayor tiempo a los proyectos de generación en desarrollo y, otro punto importante, es que se amplía el rango máximo de los contratos de 15 a 20 años.

En base a lo anterior, a la fecha hemos presenciado 15 procesos de licitación, algunos con energía desierta y otros licitados en su completitud, de lo cual, a la fecha tenemos alrededor de diez mil contratos activos, de los cuales, para poder obtener un precio de energía a nivel de comuna, es necesario generar un algoritmo de cálculo.

¹² <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1074277>

2.2 Metodología de proyección Precios de Energía

La proyección de precios para clientes regulados se basa en la consideración de tres etapas de análisis que a la fecha ha ocurrido solamente para el caso de licitaciones de largo plazo, en base a esto, es necesario tomar las consideraciones correspondientes para llevar a cabo esta proyección, las etapas se basan en lo siguiente:

- Etapa 01: análisis de contratos de suministro de contratos firmados
- Etapa 02: cuantificación de costo de suministro de contratos no firmados
- Etapa 03: obtención del Pe por comuna

Dado lo anterior, se desglosa cada etapa en detalle a continuación

2.2.1.- Etapa 01: cuantificación de costo de suministro de contratos firmados

La etapa 01 que corresponde al análisis de contratos de suministro regulado que a la fecha se encuentran firmados entre el suministrador que se adjudicó el bloque de suministro y, la empresa distribuidora correspondiente. Este análisis de etapas se desglosa como la figura siguiente.

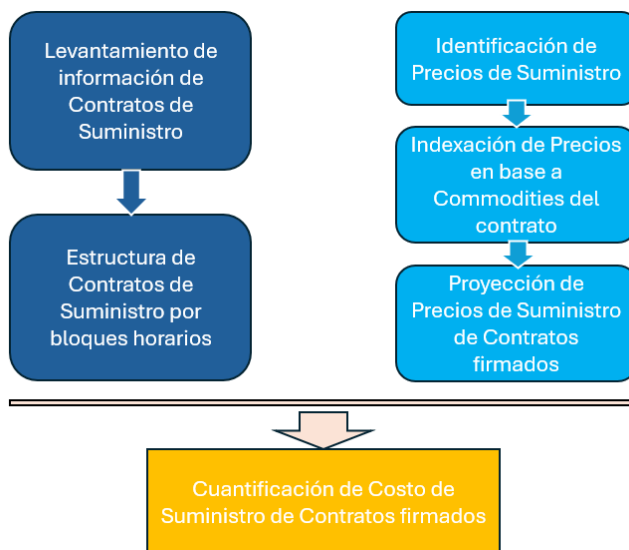


Figura 1 - Etapa 01: cuantificación de costo de suministro de contratos firmados

Los sub bloques de esta etapa se detallan de la siguiente manera:

- **Levantamiento de información de contratos de suministro:** Lo primero a realizar en el proceso de proyección de tarifas corresponde al análisis de contratos de suministro regulado, los que a la fecha se encuentran firmados por el suministrador que se adjudicó el bloque de suministro y la correspondiente empresa distribuidora. Este contrato en adición a lo anterior, contiene:

- Condiciones de precio base.
 - Commodities de indexación.
 - punto de oferta de la energía.
 - Niveles de energía.
 - Inicio de suministro.
 - Entre otras condiciones contractuales.
- **Estructuración de contratos de suministro por bloques horarios:** en este paso, en el entendido de que los precios de energía por comuna (Pe) se deben calcular a nivel mensual, la energía considerada entonces debe tener la misma granularidad, por lo anterior, se debe generar una estructura de datos de energía que cumpla con esto, para esto se deben considerar los contratos de suministro, la asignación mensual y bloques horarios respectivos.
 - **Identificación de precios de suministro:** en paralelo a la etapa de identificación de energía, se debe trabajar en la identificación de los precios de contrato, los cuales fueron adjudicados para establecer así el índice principal del polinomio de indexación de precios.
 - **Indexación de precios en base a commodities del contrato:** una vez que se tiene el precio base y mediante la estructura del polinomio de indexación establecido para cada contrato, se proyectan los valores en el tiempo para los distintos commodities, los que pueden ser gas, diésel, IPC estadounidense, entre otros, según lo establecido de cada acta de adjudicación de contrato.
 - **Proyección de precios de suministro de contratos firmados:** teniendo establecidos los precios base y los commodities de los contratos, se obtiene el polinomio completo de indexación. En base a lo anterior, ya es posible obtener los precios de energía proyectados en el tiempo.

$$Precio\ energía = Precio\ base * \left(\frac{Index_{01}}{Index_{b01}} * P_{01} + \dots + \frac{Index_n}{Index_{bn}} * P_n \right)$$

Donde:

- Precio energía: precio final de energía adjudicado
- Precio base: precio base de energía establecido en el contrato
- $Index_n$: indexador establecido en el contrato que puede estar dado por CPI estadounidense, Diesel, GNL, Brent.
- P_n : ponderador establecido en contrato para cada commodities, donde la suma de todos los ponderadores debe ser igual a 1.

- **Cuantificación de costo de suministro de contratos firmados.** La etapa 01 finaliza con la cuantificación del costo de abastecer cada uno de los contratos que se encuentran firmados, por el periodo de tiempo que estos se encontrarán activos con resolución mensual. Esto en el entendido de que se trabajó por un lado con la obtención de la energía a granularidad mensual y por otro lado, con la obtención de los precios de energía proyectados en el tiempo al mismo nivel de detalle.

2.2.2 Etapa 02: cuantificación de costo de suministro de contratos no firmados

Esta etapa posee un análisis similar a lo desarrollado en la Etapa 01, con la diferencia de que los contratos que se estudiarán en esta etapa no se encuentran firmados dado que se establecen en base a proyecciones de energía contratada versus demandada y, deben considerar una asignación según la necesidad de energía proyectada de los clientes regulados. Este proceso se puede observar en el siguiente diagrama:

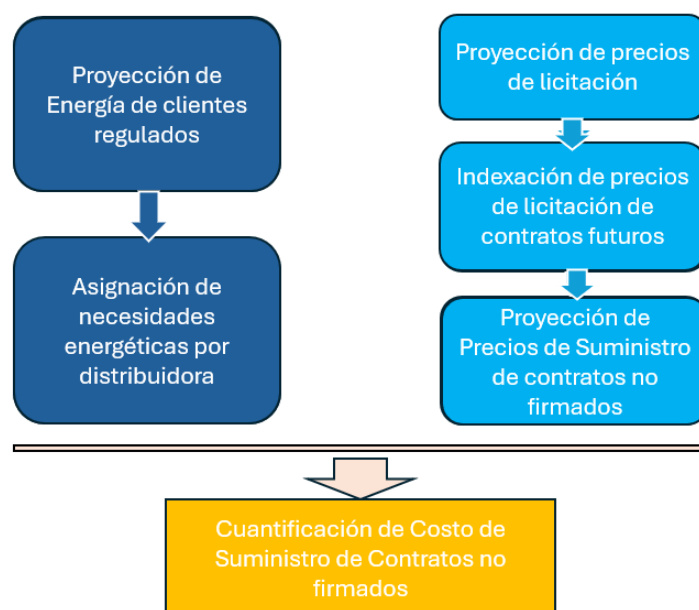


Figura 2 - Etapa 02: cuantificación de costo de suministro de contratos no firmados

Al igual que para la etapa 01, se detalla a continuación los bloques presentados

- **Proyección de energía de clientes regulados:** la necesidad de energía para clientes regulados tendrá el sustento principal en la proyección que se pueda realizar por parte de la autoridad. Producto de lo anterior, la energía que se proyecte en este proceso tendrá total repercusión en los precios

futuros proyectados para clientes regulados asociados a nuevos procesos de licitación. En esta etapa se utiliza la proyección de demanda¹³ entregada por la CNE de forma semestral.

- **Asignación de necesidades energéticas por distribuidora:** luego de proyectada la energía para los clientes regulados, se deberá cuantificar en base a la energía actualmente contratada, las necesidades de suministro tanto horarias, como mensuales. Lo anterior se basa en que estas necesidades de energía serán los nuevos contratos de suministro a considerar en los procesos de licitación. Para esto, la asignación de la futura necesidad energética por distribuidora será en función del prorrateo en base a los niveles de mercado de clientes regulados que posee a la fecha cada compañía.
- **Proyección de precios de licitación:** la proyección de precios debe considerar que estos serán realizados a lo largo del tiempo y no en base al contexto actual, en base a esto, el escenario de proyección se basa en la consideración de los costos nivelados de energía (LCOE por sus siglas en inglés) por tipo de tecnología, realizando el cruce de esta con la capacidad de potencia instalada proyectada para el sistema eléctrico. Para estos supuestos se considerará la información de la Programación Energética de Largo Plazo (PELP¹⁴), de la cual obtendremos el parque de generación proyectado, así como, los LCOE proyectados por tecnología. Una vez obtenido lo anterior, se le aplica a esto un margen que en un horizonte de 20 a 30 años dependiendo la tecnología, proporcione una rentabilidad del 8%.

Sumado a este punto, las últimas licitaciones consideran y establecen que los costos sistémicos son traspasables a los clientes regulados, por lo que, al precio de adjudicación se les agrega una componente de costo sistémico que, para el año 2030, se considera de 10 USD/MWh en base a los niveles de costos de los últimos años.

- **Indexación de precios de licitación de contratos futuros:** en los últimos procesos de licitación, los precios regulados están indexados en un 100% al IPC estadounidense. Sin embargo, para los contratos futuros, se considerará este indicador o algún otro que sea necesario definir con posterioridad.

¹³ <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>

¹⁴ <https://energia.gob.cl/pelp>

- **Proyección de precios de suministro de contratos no firmados.** Una vez establecidos los precios base y la indexación de los contratos, se obtiene el polinomio completo de indexación, por lo que, en este paso ya es posible tener los precios de energía proyectados en el tiempo para contratos no firmados.

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} * \left(\frac{\text{Index}_{CPI}}{\text{Index}_{bCPI}} * P_{CPI} + \dots + \frac{\text{Index}_x}{\text{Index}_{bX}} * P_x \right)$$

Donde:

- Precio energía: precio final de energía adjudicado
 - Precio base: precio base de energía establecido en el contrato
 - Index_n : indexador establecido en el contrato que puede estar dado por CPI estadounidense, e indexador extra no definido como “X”
 - P_n : ponderador establecido en contrato para cada commodities, donde la suma de todos los ponderadores debe ser igual a 1
- **Cuantificación de costo de suministro de contratos firmados:** como paso final de esta etapa, se deberá cuantificar cual es el costo de abastecer cada uno de los contratos que no se encuentran firmados, por el periodo de tiempo que estos se encontrarán activos, donde nuevamente al igual que en la etapa 01, aplica la granularidad mensual.

2.2.3. Etapa 03: obtención del Pe por comuna

Una vez cuantificados los costos de abastecer los contratos de suministro, se debe obtener el precio regulado final por comuna en base a lo establecido en la Ley Corta 02 y la modificación a esta (Ley 20018 y Ley 20805 respectivamente), considerando las leyes de estabilización de precios regulados vigentes. Los pasos para lograr lo anterior, se muestran en la siguiente figura.

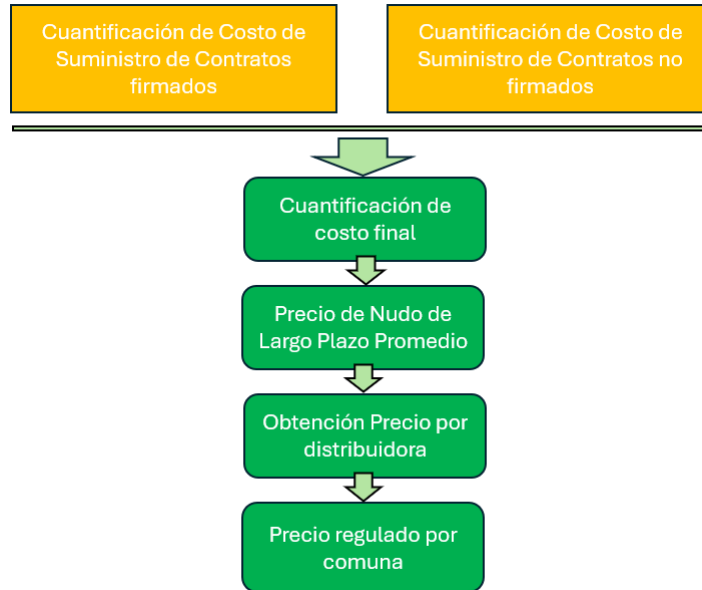


Figura 3 - Etapa 03: obtención del Pe por comuna

Al igual que para la etapa 01, el detalle de esto se entrega a continuación.

- **Cuantificación de costo total:** corresponde a la suma mensual tanto de la cuantificación de costos de contratos firmados como de contratos no firmados revisados en la Etapa 01 y Etapa 02 respectivamente, en base a la definición de energía necesaria para clientes regulados.
- **Precio de Nudo de Largo Plazo Promedio:** este precio corresponde al resultado de la cuantificación de costo total de contratos sobre la energía mensual considerada, y será un precio fundamental para calcular los precios por distribuidora.
- **Obtención precio por distribuidora:** en este paso se considerará según normativa (Ley 20018) que, el precio que se le asigne a cada distribuidora deberá estar dentro de una banda del $\pm 5\%$ respecto del Precio Nudo de Largo Plazo Promedio. Para lo anterior, las distribuidoras con precio menor deberán absorber los costos de las otras empresas que queden por sobre esta banda. Este proceso es un análisis iterativo que termina con el precio de energía regulado por distribuidora que cumple con estas consideraciones. Vale destacar que, los contratos establecidos consideran los precios en el punto de retiro de las distribuidoras. La determinación de este precio por distribuidora es la clave para establecer los precios por comuna.
- **Precio regulado por comuna:** este es el paso que da pie al resultado final, donde para llevar el precio por distribuidora a la comuna, es necesario considerar factores de prorroto asociado a cada una de estas. Como, por

ejemplo, la Equidad Tarifaria Residencial (ETR), Reconocimiento a la Generación Local (RGL).

Por otro lado, uno de los puntos fundamentales del desarrollo de la obtención de los precios por comuna, es la aplicación de las leyes de estabilización de tarifas reguladas que, a la fecha presentan consideraciones por nivel de consumo de los clientes regulados. Entre los puntos más importantes se encuentra el Mecanismo de Protección al Cliente (MPC). Este mecanismo según la Ley 21.472¹⁵ indica lo siguiente:

"El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, en razón de lo establecido en el artículo siguiente, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos."

Dentro de las consideraciones respecto del precio a pagar por los clientes regulados, es necesario considerar que:

"3. Para el primer período tarifario del año 2024, los precios de energía y potencia que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos, considerando las siguientes reglas:

a) Para aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual sea igual o inferior a 350 kWh, los precios de energía y potencia corresponderán a los establecidos en el decreto N° 16T, promulgado en 2022 y publicado en 2023, del Ministerio de Energía, ajustado de acuerdo con la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor respecto a la última fijación de precio de nudo promedio. Este valor se denominará "Precio preferente 2024-1".

b) Para aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual Art. segundo N° 2 sea superior a 350 kWh, los precios de energía y potencia corresponderán a aquellos establecidos en la fijación de precio de nudo promedio respectiva."

"4. Desde que comience a regir el segundo período tarifario del año 2024, los precios de energía y potencia Ley 21667 que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados serán aquellos f. definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos."

Con lo anterior, respecto del cargo MPC la Ley indica lo siguiente:

¹⁵ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1179524&idParte=10353357&idVersion=2024-04-30>

"Cargo MPC. Para extinguir progresivamente los saldos originados por la implementación de la ley N° 21.185 y la presente ley, en las fijaciones a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos se establecerá un cargo, denominado "**Cargo MPC**", **equivalente a 22 pesos por kWh**, para los períodos tarifarios de los años 2024 a 2027, el que se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de enero de 2024; **y de 9 pesos por kWh**, para los períodos tarifarios de los años 2028 a 2035, el que se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de enero de 2028. El Cargo MPC deberá ser soportado por los clientes Art. segundo N° 7 sometidos a regulación de precios, conforme a las siguientes reglas:

1. A partir del primer período tarifario del año 2024, el Cargo MPC será soportado por aquellos clientes sometidos a regulación de precios cuyo consumo promedio mensual sea superior a 350 kWh.
2. A partir del primer período tarifario de 2025, el Cargo MPC será soportado por todos los clientes sometidos a regulación de precios, independiente de su nivel de consumo."

Con todo lo anterior, se obtienen los precios finales a nivel de comuna siguiendo el algoritmo de las tres etapas mencionadas. Finalmente, el desglose de las etapas se observa en la siguiente imagen.

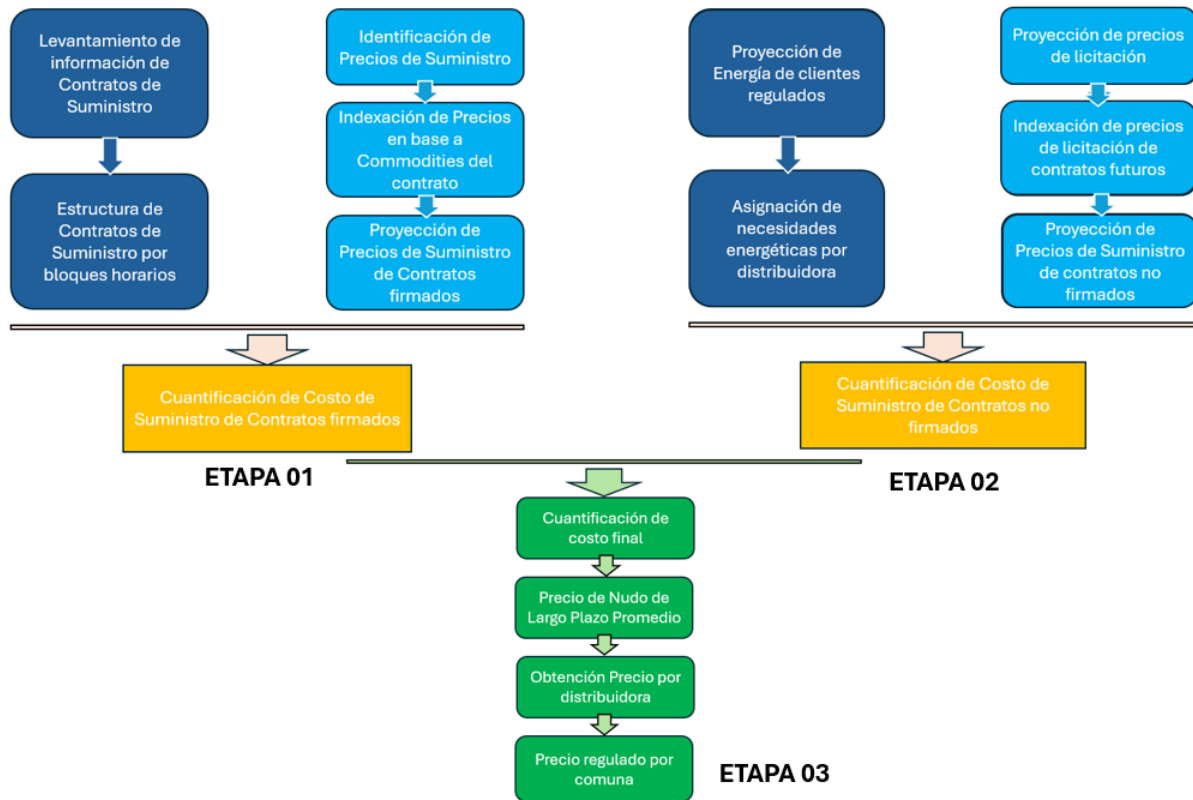


Figura 4 - Algoritmo de proyección de tarifas para clientes regulados

Las figuras 5, 6 y 7 muestran, a modo de ejemplo, los incrementos de las tarifas eléctricas en las comunas de Iquique, Santiago y Concepción, considerando la normalización por nivel de consumo.

Empresa	Año	PNP	Tx	ETR_PNP	VAD	Alza	Mes	TramoPe	SistTx	CUT	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kWh)	Tramo	Tipo Conexión	CSP	Comuna	Tarifa con IVA y sin Cargo Fijo (\$/kWh)	Variación	Duración	Alza Acumulada							
CGED	2024	2s-2022	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo1	STX.E	8101	72	6698	T6	BT_AA	0,75	Concepción	175	12	43	46						
							2	Julio	Tramo1	STX.E	8101	80	7544	T6	BT_AA	0,75	Concepción	198	13	42							
							3	Octubre	Tramo1	STX.E	8101	95	9753	T6	BT_AA	0,75	Concepción	226	14	39							
							4	Noviembre	Tramo1	STX.E	8101	95	9753	T6	BT_AA	0,75	Concepción	226	0	39							
CGED	2024	1s-2025	2s-2024	1s-2025	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo1	STX.E	8101	106	10956	T6	BT_AA	0,75	Concepción	241	7	36	41						
							ELIOSA	2024	1s-2024	2s-2024	0204	Alza	1	Junio	Tramo1	STX.A	1101	62	7707	T6		BT_AA	0,75	Iquique	159	1	43
													2	Julio	Tramo1	STX.A	1101	71	8683	T6		BT_AA	0,75	Iquique	181	14	42
													3	Octubre	Tramo1	STX.A	1101	88	12220	T6		BT_AA	0,75	Iquique	216	19	39
ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo1	STX.A	1101	88	12220	T6	BT_AA	0,75	Iquique	216	0	39							
							ENEL	2024	1s-2025	2s-2024	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo1	STX.A	1101	98	12669	T6	BT_AA	0,75	Iquique	211	7	36	
													1	Junio	Tramo1	STX.D	13101	62.848	6566,35	T6	BT_AA	0,75	Santiago	139	7	43	
													2	Julio	Tramo1	STX.D	13101	71.2319362	7398,11102	T6	BT_AA	0,75	Santiago	155	12	42	
ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Octubre	Tramo1	STX.D	13101	92.696	10636,72	T6	BT_AA	0,75	Santiago	191	23	39	53						
							ENEL	2024	1s-2025	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo1	STX.D	13101	92.696	10636,72	T6		BT_AA	0,75	Santiago	191	0	39
													4	Noviembre	Tramo1	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6		BT_AA	0,75	Santiago	212	11	36
													4	Noviembre	Tramo1	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6		BT_AA	0,75	Santiago	212	0	39

Figura 5 – Proyección de tarifas y alza acumulada para consumos menores a los 350 kWh

Empresa	Año	PNP	Tx	ETR_PNP	VAD	Alza	Mes	TramoPe	SistTx	CUT	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kWh)	Tramo	Tipo Conexión	CSP	Comuna	Tarifa con IVA y sin Cargo Fijo (\$/kWh)	Variación	Duración	Alza Acumulada													
CGED	2024	2s-2022	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo2	STX.E	8101	76.047	8315,05	T6	BT_AA	1,602	Concepción	188	11	43	40												
							2	Julio	Tramo2	STX.E	8101	106.044749	8893,71	T6	BT_AA	1,602	Concepción	248	27	42													
							3	Octubre	Tramo2	STX.E	8101	117.455953	9753,37	T6	BT_AA	1,602	Concepción	256	7	39													
							4	Noviembre	Tramo2	STX.E	8101	117.455953	9753,37	T6	BT_AA	1,602	Concepción	256	0	39													
CGED	2025	1s-2025	2s-2024	1s-2025	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo2	STX.E	8101	105.538143	10055,57	T6	BT_AA	1,602	Concepción	242	-5	36	35												
							ELIOSA	2024	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo2	STX.A	1101	67.097	9825,99	T6		BT_AA	1,602	Iquique	173	2	43						
													2	Julio	Tramo2	STX.A	1101	84.617402	10962,79	T6		BT_AA	1,602	Iquique	221	28	42						
													3	Octubre	Tramo2	STX.A	1101	109.921195	12220,46	T6		BT_AA	1,602	Iquique	246	11	39						
ELIOSA	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo2	STX.A	1101	109.921195	12220,46	T6	BT_AA	1,602	Iquique	246	0	39													
							ELIOSA	2025	1s-2025	2s-2024	1s-2025	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo2	STX.A	1101	97.9501273	12669,27	T6	BT_AA	1,602	Iquique	232	-6	36						
														ENEL	2024	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo2	STX.D	13101	67.772	8420,65	T6	BT_AA	1,602	Santiago	152	7	43
																				2	Julio	Tramo2	STX.D	13101	105.319425	9399,08	T6	BT_AA	1,602	Santiago	205	35	42
ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Octubre	Tramo2	STX.D	13101	114.781452	10636,72	T6	BT_AA	1,602	Santiago	220	7	39	46												
							ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo2	STX.D	13101	114.781452	10636,72	T6		BT_AA	1,602	Santiago	220	0	39						
													ENEL	2025	1s-2025	2s-2024	0204	Alza	4	Noviembre		Tramo2	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6	BT_AA	1,602	Santiago	213	-3	36
																			4	Noviembre		Tramo2	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6	BT_AA	1,602	Santiago	213	-3	36

Figura 6 – Proyección de tarifas y alza acumulada para consumos mayores a 350 kWh y menores a los 500 kWh

Empresa	Año	PNP	Tx	ETR_PNP	VAD	Alza	Mes	TramoPe	SistTx	CUT	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kWh)	Tramo	Tipo Conexión	CSP	Comuna	Tarifa con IVA y sin Cargo Fijo (\$/kWh)	Variación	Duración	Alza Acumulada													
CGED	2024	2s-2022	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo3	STX.E	8101	83.29	8315,05	T6	BT_AA	3,519	Concepción	200	11	43	33												
							2	Julio	Tramo3	STX.E	8101	106.044749	8893,71	T6	BT_AA	3,519	Concepción	240	20	42													
							3	Octubre	Tramo3	STX.E	8101	117.455953	9753,37	T6	BT_AA	3,519	Concepción	258	8	39													
							4	Noviembre	Tramo3	STX.E	8101	117.455953	9753,37	T6	BT_AA	3,519	Concepción	258	0	39													
CGED	2025	1s-2025	2s-2024	1s-2025	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo3	STX.E	8101	105.538143	10055,57	T6	BT_AA	3,519	Concepción	243	-6	36	28												
							ELIOSA	2024	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo3	STX.A	1101	73.488	9825,99	T6		BT_AA	3,519	Iquique	184	2	43						
													2	Julio	Tramo3	STX.A	1101	84.617402	10962,79	T6		BT_AA	3,519	Iquique	223	21	42						
													3	Octubre	Tramo3	STX.A	1101	109.921195	12220,46	T6		BT_AA	3,519	Iquique	248	11	39						
ELIOSA	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo3	STX.A	1101	109.921195	12220,46	T6	BT_AA	3,519	Iquique	248	0	39													
							ELIOSA	2025	1s-2025	2s-2024	1s-2025	0204	Alza	4	Noviembre	Tramo3	STX.A	1101	97.9501273	12669,27	T6	BT_AA	3,519	Iquique	234	-6	36						
														ENEL	2024	1s-2024	2s-2022	0204	Alza	1	Junio	Tramo3	STX.D	13101	74.226	8420,65	T6	BT_AA	3,519	Santiago	162	7	43
																				2	Julio	Tramo3	STX.D	13101	105.319425	9399,08	T6	BT_AA	3,519	Santiago	207	28	42
ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Octubre	Tramo3	STX.D	13101	114.781452	10636,72	T6	BT_AA	3,519	Santiago	222	7	39	39												
							ENEL	2024	1s-2024	2s-2024	0204	Alza	3	Noviembre	Tramo3	STX.D	13101	114.781452	10636,72	T6		BT_AA	3,519	Santiago	222	0	39						
													ENEL	2025	1s-2025	2s-2024	0204	Alza	4	Noviembre		Tramo3	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6	BT_AA	3,519	Santiago	215	-3	36
																			4	Noviembre		Tramo3	STX.D	13101	108.288168	10889,27	T6	BT_AA	3,519	Santiago	215	-3	36

Figura 7 – Proyección de tarifas y alza acumulada para consumos mayores a los 500 kWh

Es indudable que el alza acumulada resulta ser mayor en el grupo de los usuarios que consumen menos de 350 kWh, donde se encuentra la gran mayoría de los clientes residenciales.

2.3 Metodología de cálculo para recaudación de IVA por alza de tarifas

La metodología se describe en la figura 8, donde se considera como dato de entrada la facturación de los clientes regulados del año 2023. En primer lugar, se calcula para cada par empresa-comuna los incrementos de tarifa asociados a la normalización de los precios de energía, cargos por transmisión y valor agregado de distribución. Una vez obtenida las tarifas y las variaciones mensuales, dichos valores se multiplican por la facturación de cada par empresa-comuna y nivel de consumo. Posteriormente, se suman los efectos asociados por cada mes y duración del incremento de tarifa proyectada.

De acuerdo con el procedimiento presentado por el Ministerio de Hacienda en las Comisiones de Energía y Minería del Senado y la Cámara, los recursos brutos

deben ser ajustados por dos factores: propensión al consumo (0.84) y proporción del gasto gravado con IVA (0.78).

En este sentido, los recursos brutos disponibles por año resultan de la suma de los montos acumulados por IVA extraordinario para los años 2025, 2026 y 2027, divididos por 3. Posteriormente, el monto bruto anual debe ser multiplicado por el producto de 0.84 y 0.78. De esta manera, la regla nemotécnica que permite calcular los fondos disponibles netos anuales corresponde al monto bruto anual dividido por 3. En la discusión esta metodología se ha denominado la regla del 1/3.

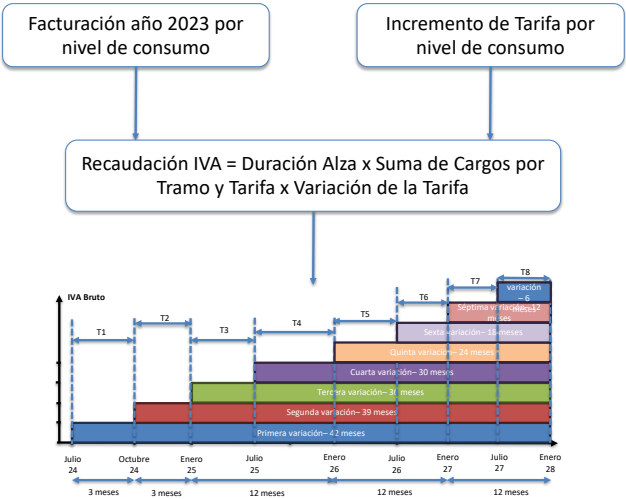


Figura 8 – Esquema de cálculo para la recaudación de IVA

Una vez estimada la recaudación para los años futuros, se suman los efectos para cada uno de los períodos de normalización de las tarifas. Esto se muestra con mayor detalle en la figura 9.

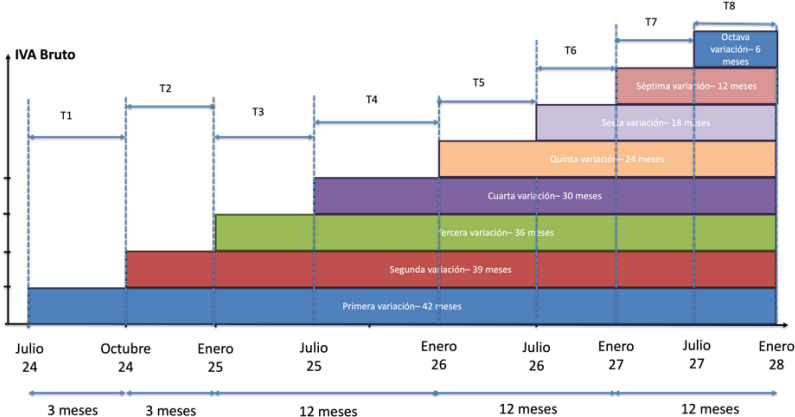


Figura 9 – Esquema de recaudación de IVA

Con un fin ilustrativo se considera que los incrementos de tarifas resultan ser siempre positivos y se acumulan. Sin embargo, debido a la proyección de las tarifas,

producto de los contratos de suministro entre empresas generadoras y distribuidoras, a partir del 2s-2025 los efectos debiesen ser menores e incluso negativos. Por lo tanto, la mayor recaudación de IVA extraordinario se producirá entre junio del 2024 y junio del año 2025.

A partir de la metodología descrita anteriormente, se presenta el análisis del efecto de recaudación IVA extraordinario para 4 escenarios:

- Escenario 1: tarifas residenciales BT1
- Escenario 2: tarifas residenciales BT1 y consumos residenciales
- Escenario 3: tarifas residenciales BT1, BT4.3 y AT4.3
- Escenario 4: todas las tarifas reguladas
- Escenario 5: liquidación del Valor Agregado de Distribución

2.3.1. Resultados Escenario 1: tarifas residenciales BT1

La tabla 2 muestra la recaudación obtenida al comenzar la normalización de tarifas en junio del año 2024.

Tabla 2 – Recaudación efectiva y proyectada considerando IVA de escenario 1.

PNP	Alza	Duracion	Recaudacion MM USD
2s-2022	1	43	185
1s-2024	2	42	296
2s-2024	3	39	209
1s-2025	4	36	58
2s-2025	5	30	258
1s-2026	6	24	-215
2s-2026	7	18	-8
1s-2027	8	12	0
2s-2027	9	6	3

Al finalizar el 1s-2025 el Estado habrá recaudado 747 MM USD, en la práctica eso significa que se dispondrán 84 MM USD por cada año de aplicación del subsidio. Este monto es calculado sobre la base de las consideraciones del Ministerio de Hacienda para representar la sustitución de bienes y servicios producto del alza de tarifas.

2.3.2. Resultados Escenario 2: tarifas residenciales BT1 y consumos residenciales

La tabla 3 muestra la recaudación calculada y proyectada considerando el efecto sobre los usuarios que tienen tarifa BT1 y son residenciales.

Tabla 3 – Recaudación efectiva y proyectada considerando IVA de escenario 2.

PNP	Alza	Duracion	Recaudacion MM USD
2s-2022	1	43	174
1s-2024	2	42	273
2s-2024	3	39	199
1s-2025	4	36	59
2s-2025	5	30	242
1s-2026	6	24	-201
2s-2026	7	18	-8
1s-2027	8	12	0
2s-2027	9	6	3

Para este caso el Estado dispondrá de 705 MM USD para los años de aplicación del subsidio, lo cual se traducirá en anualmente en 78 MM USD para la cobertura del esquema de protección de tarifas eléctricas.

2.3.3. Resultados Escenario 3: tarifas residenciales BT1, BT4.3 y AT4.3

La tabla 4 muestra los resultados obtenidos al considerar la recaudación por IVA extraordinario sobre la tarifa residencial con mayores cantidades de usuarios y las principales opciones tarifarias industriales.

Tabla 4 – Recaudación efectiva y proyectada considerando IVA de escenario 3.

PNP	Alza	Duracion	Recaudacion MM USD
2s-2022	1	43	292
1s-2024	2	42	520
2s-2024	3	39	302
1s-2025	4	36	46
2s-2025	5	30	410
1s-2026	6	24	-345
2s-2026	7	18	-12
1s-2027	8	12	0
2s-2027	9	6	5

Considerando los datos publicados en los informes técnicos definitivos asociados a las tarifas reguladas y el modelo de proyección implementado, para finales del 1s-2025, el Estado habrá recaudado cerca de 1.160 MM USD. Si a este monto se aplican las reglas de asignación presentadas por el Ministerio de Hacienda, se dispondrán de 129 MM USD por año para la cobertura del subsidio.

2.3.4. Resultados Escenario 4: todas las tarifas reguladas

La tabla 5 considera la recaudación por IVA extraordinario considerando todas las tarifas reguladas existentes.

Tabla 5 – Recaudación efectiva y proyectada considerando IVA de escenario 4.

PNP	Alza	Duracion	Recaudacion MM USD
2s-2022	1	43	359
1s-2024	2	42	646
2s-2024	3	39	362
1s-2025	4	36	43
2s-2025	5	30	500
1s-2026	6	24	-423
2s-2026	7	18	-16
1s-2027	8	12	0
2s-2027	9	6	6

Es este escenario, el Estado recaudará a finales del 1s-2025 un monto cercano a los 1.410 MM USD, lo cual permitirá contar con una disponibilidad de recursos cerca a los 156 MM USD para cada año de cobertura del subsidio de las cuentas de electricidad.

2.3.5. Resultados Escenario 5: reliquidación del Valor Agregado de Distribución solo tarifas BT1

La tabla 6 considera aplicar al Escenario 1 la reliquidación del Valor Agregado de Distribución durante el 1s-2025, suponiendo un alza máxima de la tarifa de un 10%. Este incremento se considera transitorio y por solo un semestre. En caso de extender el período de aplicación de la reliquidación la recaudación por IVA extraordinario será mayor.

Tabla 6 – Recaudación efectiva y proyectada considerando reliquidación del VAD al escenario 1.

PNP	Alza	Duracion	Recaudacion MM USD
2s-2022	1	43	185
1s-2024	2	42	296
2s-2024	3	39	209
1s-2025	4	36	212
2s-2025	5	30	-9
1s-2026	6	24	-134
2s-2026	7	18	-8
1s-2027	8	12	0
2s-2027	9	6	3

En este caso, la recaudación para fines del 1s-2025 se proyecta en 902 MM USD, lo cual permitirá al ejecutivo, manteniendo las reglas fiscales del Ministerio de

Hacienda, contar con 100 MM USD de dólares por cada año de cobertura del subsidio.

3. Proyecciones para proceso asociado al primer semestre del 2025

La Tesorería General de la República, en su oficio ordinario N° 28682-DFP, de 22 de agosto de 2024, informó que para el segundo semestre del 2024 se dispusieron \$52.436.580.000 (cincuenta y dos mil cuatrocientos treinta y seis millones quinientos ochenta mil pesos) para cubrir el subsidio a las cuentas de electricidad

La autoridad informó en la Resolución Exenta N° 34, del 28 de agosto del 2024:

- se recibieron a través de la plataforma digital gubernamental habilitada para estos efectos, un total de 1.611.610 de postulaciones válidas, es decir, que contienen todos sus campos con datos completos y legibles.
- de los postulantes a ser beneficiados, se identificaron 1.583.115 hogares que accederán a este beneficio.
- los recursos asociados para financiar los beneficiados alcanza a \$48.638.456.956 pesos (cuarenta y ocho mil seiscientos treinta y ocho millones cuatrocientos cincuenta y seis mil novecientos cincuenta y seis pesos).

En función de los antecedentes recién expuestos, para el primer semestre de implementación del subsidio, quedó un saldo pendiente por ejecutar de \$3.798.123.044 (tres mil setecientos noventa y ocho millones ciento veintitrés mil cuarenta y cuatro), lo cual equivale a un 7.2% de los recursos totales.

Considerando una regla de tres simple, existían recursos para financiar a cerca 123.623 hogares adicionales. Por lo tanto, los beneficiados totales para el segundo semestre del 2024 debieron ser 1.706.738 hogares.

Dado que estos recursos no se ejecutaron, debiesen traspasarse directamente al proceso del primer semestre del 2025 y los beneficiados debiesen ser al menos 1.706.738 hogares.

Al considerar la realidad comparada, que resulta ser el subsidio del agua potable y alcantarillado, los hogares beneficiados para el año 2023 fueron 981.634. En términos concretos, el subsidio de electricidad cubre 1.7 veces más que el del agua potable.

Considerando el aporte adicional del Estado asociado a la recaudación por IVA extraordinario, la cobertura respecto al segundo semestre del 2024 se puede ampliar a 2.904.527 hogares. Además, si se mantiene el mismo porcentaje de asignación los hogares beneficiados alcanzarían 2.694.145, lo cual representaría 2.95 veces más que el del agua potable.

Si se incluyen indicaciones asociadas a:

- que el monto por IVA extraordinario es efectivamente 100 MM USD anuales, al considerar la recaudación asociada a solo el incremento de tarifas
- que las multas SEC vayan destinadas al fondo del subsidio

La cobertura podría extenderse a 3.249.661 hogares, lo cual representaría 3.56 veces más que lo que hoy se entrega por cobertura al agua potable y alcantarillado.

Lo anterior se resume en la siguiente tabla 7:

Tabla 7: Coberturas considerando escenario base del PdL y posibles indicaciones

Tipo de cambio dólar (pesos)	Aporte semestral por IVA Extraordinario (USD)	Aporte semestral por Multas SEC (USD)	Semestre	Postulantes	Recursos: Usuarios + Estado (pesos)	Beneficiados Potenciales	Beneficiados Efectivos
920	0		2s-2024	1.611.610	\$52.436.580.000	1.706.738	1.583.115
Escenario Base PdL	\$ 40.000.000	\$ -	1s-2025	1.920.379	\$89.236.580.000	2.904.527	2.694.145
Escenario con indicaciones	\$ 50.000.000	\$ 10.000.000			\$107.636.580.000	3.503.421	3.249.661

3.1. Análisis de la cobertura para electrodependientes

De acuerdo con datos indicados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a septiembre del 2024 existen 10.814 registros de hogares con personas electrodependientes. Al proyectar el costo de subsidiar los 150 kWh adicionales para este tipo de usuarios, los recursos necesarios por semestre llegan cerca de los 3 MM USD.

En función de lo anterior, es posible adaptar la tabla 8 al caso de incluir el beneficio particular para electrodependientes:

Tabla 8: Coberturas considerando escenario base del PdL, subsidio a electrodependientes y posibles indicaciones

Tipo de cambio dólar (pesos)	Aporte semestral por IVA Extraordinario (USD)	Aporte semestral por Multas SEC (USD)	Semestre	Postulantes	Recursos: Usuarios + Estado (pesos)	Beneficiados Potenciales	Beneficiados Efectivos
920	0		2s-2024	1.611.610	\$52.436.580.000	1.706.738	1.583.115
Escenario Base PdL	\$ 37.000.000	\$ -	1s-2025	1.920.379	\$86.476.580.000	2.814.693	2.610.818
Escenario con indicaciones	\$ 47.000.000	\$ 10.000.000			\$104.876.580.000	3.413.587	3.166.333

A pesar de considerar incluir cubrir los 150 kWh mensuales adicionales para los usuarios registrados como electrodependientes, la cobertura podría extenderse a 3.166.333 hogares, lo cual representaría 3.47 veces más que lo que hoy se entrega por cobertura al agua potable y alcantarillado.

4. Conclusiones

A partir de los antecedentes recién expuestos, es posible indicar lo siguiente:

1. El problema asociado a las alzas de tarifas es producto de tres decisiones que tomó el Estado en gobiernos distintos, Leyes 21.185 y 21.472 originaron deuda con empresas generadoras y Ley 21.194 con empresas distribuidoras. Por lo indicado anteriormente, resulta importante enfatizar que el problema se originó sin la toma de decisión de los usuarios y las empresas.
2. De la misma forma que se ha hecho con otras políticas públicas que ha tenido problemas en su implementación, como es el caso del Transantiago y el Mecanismo de Estabilización del Precio de los Combustibles (MEPCO), lo más adecuado y razonable es que la cobertura adicional del subsidio se financie directamente con los aportes adicionales que recibirá el Estado por el IVA asociado al incremento de las tarifas. Cualquier otro mecanismo de recaudación implica atribuir responsabilidades a los actores del sector que no tienen poder de decisión en las políticas del sector eléctrico.
3. De mantener las fuentes de financiamiento asociadas al impuesto a las emisiones y los cargos adicionales a los retiros, se estará modificando la regulación vigente. Esto definitivamente generará incertidumbre para atraer las inversiones necesarias que se requieren con urgencia para avanzar en la transición energética. Lo anterior toma especial relevancia considerando que el sector eléctrico nacional, como otros servicios estratégicos, se han desarrollado gracias a la colaboración virtuosa entre el Estado y los privados.
4. Al mismo tiempo es importante establecer que la regulación debe ser revisada y actualizada en función de las necesidades de desarrollo del país. Sin embargo, las modificaciones deben ser diseñadas con objetividad y acuciosidad para luego ser implementadas hacia el futuro y no de manera retroactiva. El perseverar en lo último pondrá en riesgo la credibilidad que tiene Chile al momento de entregar confianza y certidumbre a los inversionistas.
5. La evidencia muestra que cuando se regula sobre la coyuntura, Leyes 21.194, 21.185 y 21.472, desafortunadamente las políticas públicas no tienen un buen desempeño y, al final del día, la solución recae sobre los propios usuarios haciendo que la mochila de las tarifas eléctricas cada día sea más pesada.
6. Desafortunadamente, la tramitación de un Proyecto de Ley con tantas aristas ha dejado de lado las urgencias que tiene el sector. Particularmente, en el sector de distribución donde no existe ninguna política pública de corto plazo que genere incentivos y obligaciones reales a las empresas distribuidoras para mejorar los estándares de calidad de servicio y suministro a los clientes finales.

7. Respecto a las estimaciones asociadas a la recaudación de IVA extraordinario, queda en evidencia que, para financiar la extensión de la cobertura del subsidio y la protección adicional a los clientes electrodependientes, no es necesario ninguna otra fuente de financiamiento.
8. En el escenario base en que solo se considerara el aporte del Estado por recaudación de IVA extraordinario, no se requerirían los otros pilares de financiamiento dado que con los postulantes para el proceso del primer semestre del año 2025 los recursos no se utilizarán en su totalidad. En la práctica, se tendrá un excedente de 894.314 cupos de subsidio.
9. Si se proponen indicaciones asociadas a corregir la proyección de aporte del Estado por IVA extraordinario y que los recursos recaudados por multas de la SEC también vayan al fondo del subsidio, la cobertura podría ampliarse a 3.413.587 hogares, lo cual representa más de 2 veces lo asignado para el segundo semestre del 2024.
10. Considerando las postulaciones informadas por el Ministerio de Energía para el primer semestre del 2025 y el escenario de las indicaciones, se tendrán 1.493.208 cupos de subsidio sin asignar. Los cupos adicionales pueden ser reservados para el proceso de postulación del segundo semestre del 2025, donde ya se habrán hecho efectivas las alzas producto del Informe de Precio de Nudo Promedio de enero del 2025 y la reliquidación del Valor Agregado de Distribución.
11. La reliquidación del VAD tendrá un efecto importante en la recaudación por IVA extraordinario, lo cual se traducirá en que la propuesta actual del gobierno, donde aporta 80 MM USD por cada año, podría extenderse perfectamente a 100 MM USD anuales.
12. Es importante no ampliar desmesuradamente el subsidio a las cuentas de electricidad, puesto que con solo el pilar el IVA extraordinario se estaría más que triplicando la cobertura que actualmente tiene el subsidio del agua potable.