



# Mirada a los costos de los clientes libres: Más allá de la energía

Marzo 2024



1. Visión general de los costos para clientes libres
2. Impacto de la transmisión
3. Costos sistémicos relevantes
4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas

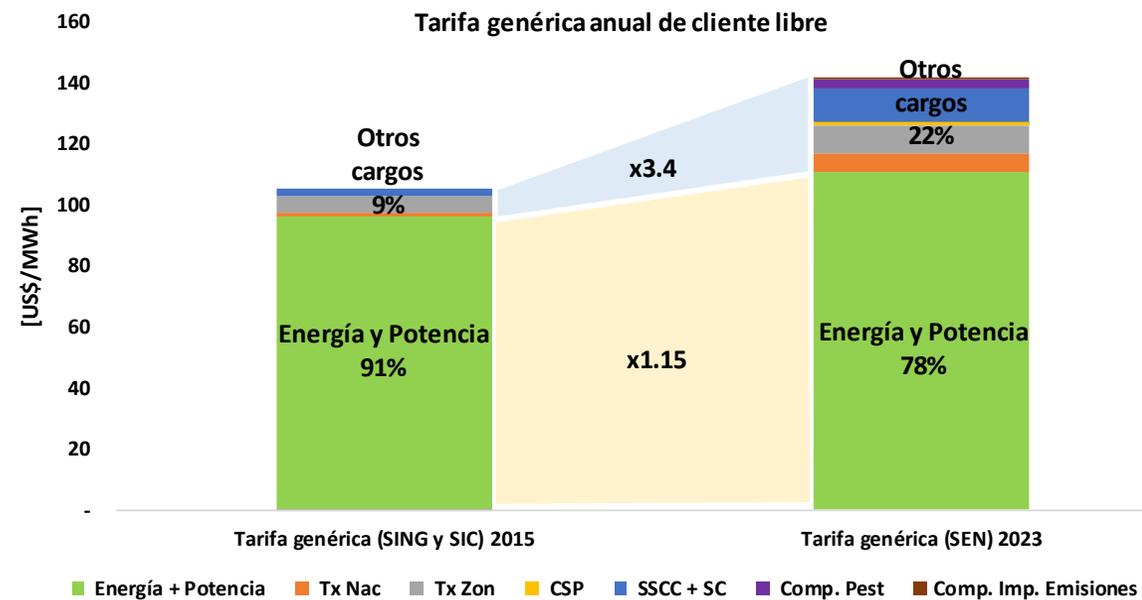


1. **Visión general de los costos para clientes libres**
2. Impacto de la transmisión
3. Costos sistémicos relevantes
4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas



# Visión general de los costos para clientes libres

- Si bien parte importante de los costos que deben pagar los clientes libres por su suministro eléctrico tienen origen en la energía y potencia consumidas mensualmente, existen otros cargos que pueden ser parte de la tarifa final, **los cuales han experimentado un alza relevante en los últimos años.**
  1. Cargos por Servicios Complementarios (SSCC), incluyendo sobrecostos de operación.
  2. Cargos por transmisión nacional, zonal y dedicada.
  3. Cargo por servicio público.
  4. Impuesto a las emisiones.
  5. Compensación a PMGDs/PMGs en régimen de precios estabilizados.
  6. Otros (por ejemplo, diferencias de costos marginales entre puntos de inyección y retiro).
- La realidad de cada cliente puede ser distinta según los términos que haya acordado con su suministrador, y su ubicación geográfica (ya que algunos cargos dependen de la localización).



¿Reducción de tarifas eléctricas? ... no todo es energía, System, marzo 2023  
(valores actualizados para reflejar la operación del año 2023)



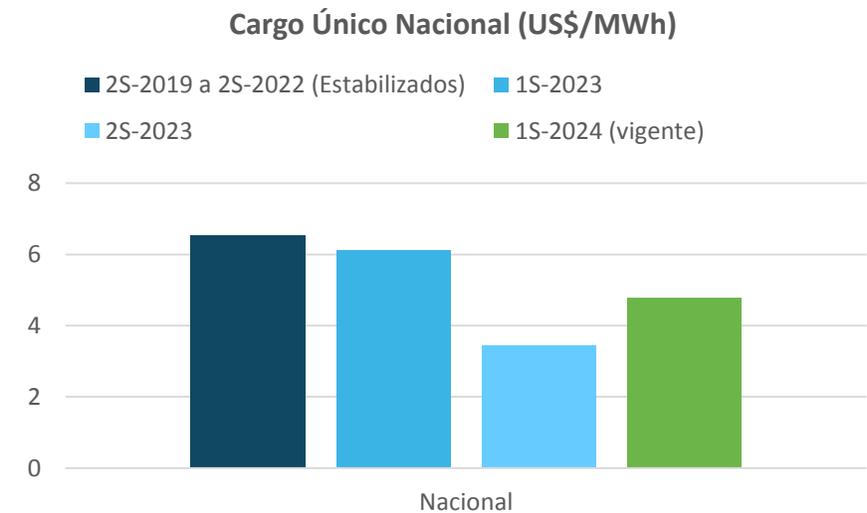
1. Visión general de los costos para clientes libres
- 2. Impacto de la transmisión**
3. Costos sistémicos relevantes
4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas



# Evolución de los Cargos Únicos Nacional y Zonal

Los saldos acumulados por la estabilización han disminuido en el tiempo

- Los clientes libres pagan la transmisión a través del Cargo Único calculado semestralmente por la CNE.
- El Decreto de Valorización de la Transmisión para el cuatrienio 2020-2023 fue publicado en febrero de 2023, dando origen a una actualización de los cargos de transmisión\*.
- Producto de que las tarifas de transmisión son retroactivas y que los cargos se encontraban estabilizados desde el segundo semestre del 2019, se generaron saldos a ser reliquidados a los clientes o empresas.
- A diciembre de 2024 existe a nivel de transmisión nacional un saldo a favor de clientes en torno a 3,61% del VATT acumulado a dicha fecha, mientras que a nivel de transmisión zonal dicho saldo es en contra de los clientes y alcanza -0,28%.



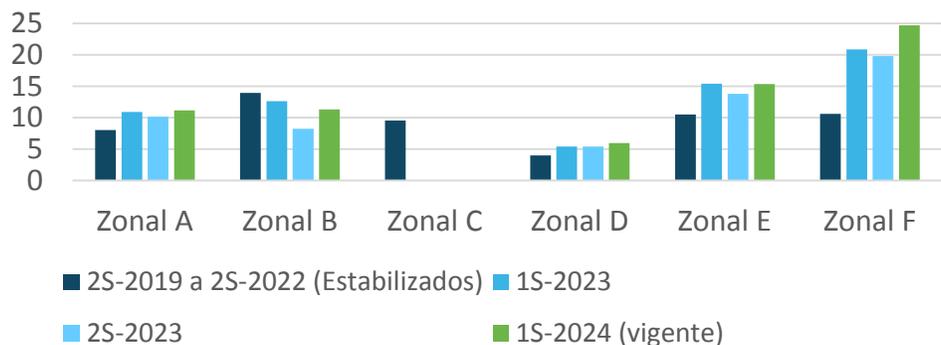
Tipo de cambio utilizado es el de febrero de 2024: 963,44 CLP/US\$.



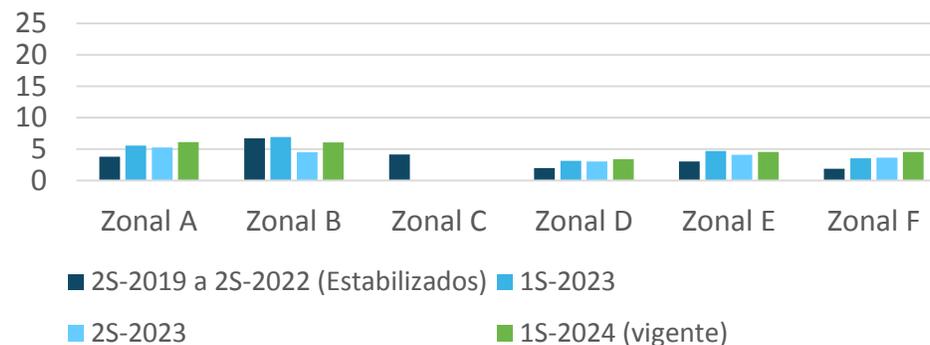
# Evolución de los Cargos Únicos Zonales

## Variabilidad importante según zona geográfica y nivel de tensión

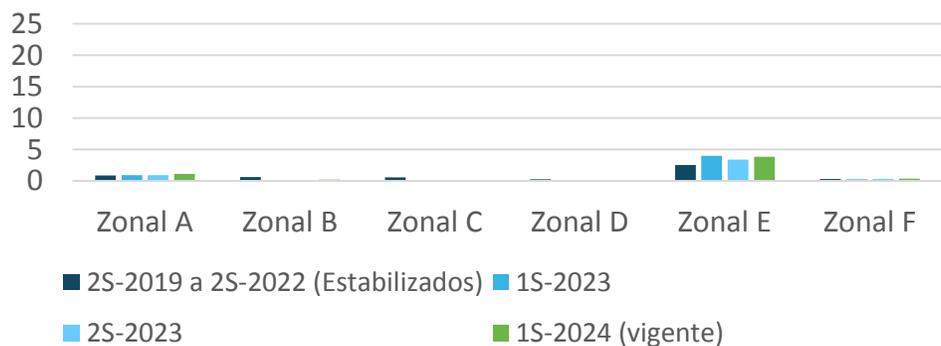
### Cargo Único Zonal <25kV (US\$/MWh)



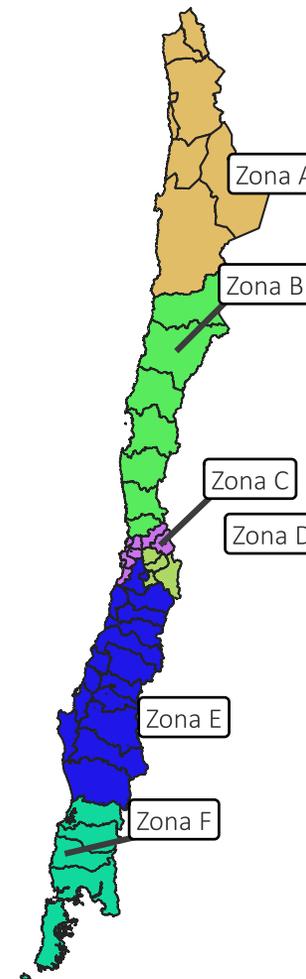
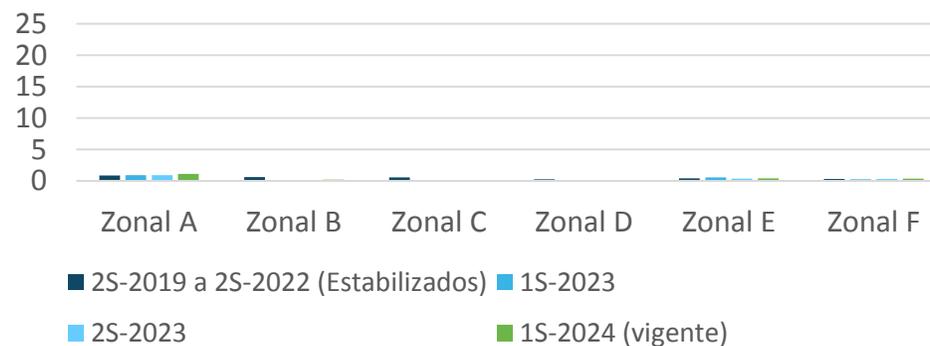
### Cargo Único Zonal 110kV (US\$/MWh)



### Cargo Único Zonal 154kV (US\$/MWh)



### Cargo Único Zonal 220kV (US\$/MWh)





# Impacto de la transmisión

## Recalificación de instalaciones de transmisión

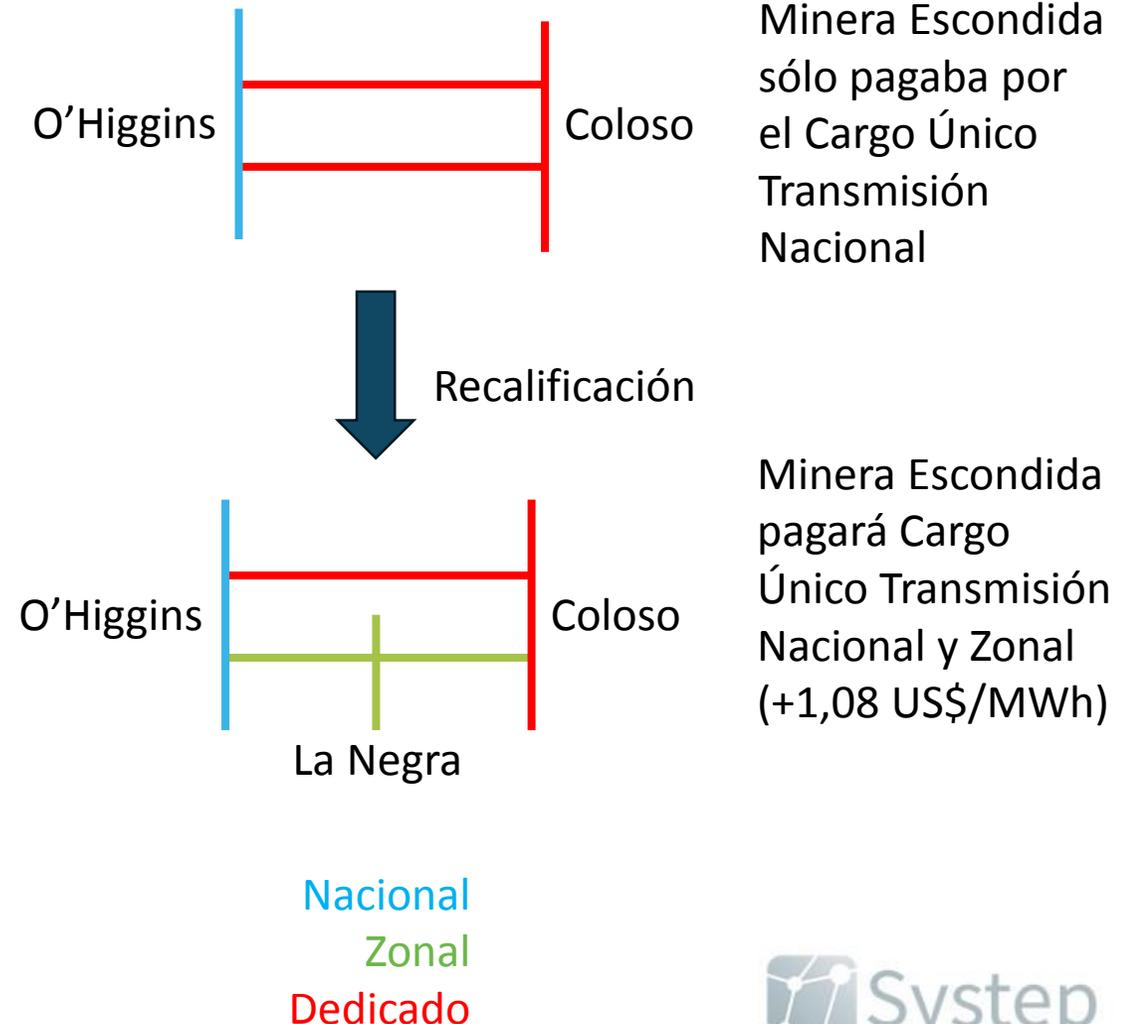
- El cambio de calificación de un activo dedicado a uno de uso público puede implicar un aumento en el cargo único de transmisión, dado que hay un mayor VATT que debe ser remunerado. Esto impacta directamente en la tarifa de un cliente libre.
- La recalificación de una subestación dedicada de un cliente libre a nacional/zonal le quita autonomía si es que quiere seguir desarrollando su infraestructura de transmisión. Por ejemplo, si quiere ampliar su subestación ya no podrá hacerlo de forma autónoma, sino que deberá pasar por el Plan de Expansión de la Transmisión.
- La recalificación de instalaciones de transmisión también tiene otros efectos económicos sobre los clientes libres. Esto depende de su punto de retiro y de las instalaciones de transmisión que usen para su suministro (y los propietarios de éstas).
- Para un cliente libre que solo tiene consumo, sin infraestructura de transmisión propia, esto puede significar:
  - El pago de nuevos peajes dedicados, si la infraestructura de transmisión sobre la que tributa es recalificada desde nacional/zonal a dedicada.
  - Negociar el pago de peajes dedicados (a la baja), si la infraestructura de transmisión dedicada sobre la que tributaba cambia a nacional/zonal (en este último caso, además se corre el riesgo de asumir un cargo único zonal).
- Para un cliente libre que tiene infraestructura de transmisión dedicada propia y ve su instalación recalificada como nacional/zonal:
  - Recibirá una remuneración por el activo recalificado. Otros usuarios del activo recalificado (si es que los hay) buscarán negociar el peaje dedicado original.
  - Corre el riesgo de pagar un cargo único de transmisión zonal que no pagaba antes.



# Impacto de la transmisión

## Recalificación de instalaciones de transmisión

- Solo a modo de ejemplo, se muestra el caso particular de Minera Escondida, que tiene la SE Coloso (dedicada) conectada a SE O'Higgins (nacional) mediante una línea de doble circuito en 220 kV (dedicada).
- Uno de los circuitos de esta línea será seccionado por la nueva subestación La Negra 220/110 kV, la cual fue decretada como Obra Nueva de Transmisión Zonal en el Plan de Expansión del año 2017 (DE 4-2019). El objetivo es suministrar clientes regulados de la zona.
- Según el Artículo 87° de la LGSE, dicho circuito deberá cambiar su calificación de dedicado a zonal. Esto se puede verificar en el Informe Preliminar de Calificación de Instalaciones de Transmisión 2024-2027.
- Como consecuencia, Minera Escondida recibirá una remuneración por ese activo recalificado. Sin embargo, comenzará a pagar el cargo único de transmisión zonal en tensión 220 kV del Sistema A.





1. Visión general de los costos para clientes libres
2. Impacto de la transmisión
- 3. Costos sistémicos relevantes**
4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas



# Costos sistémicos relevantes

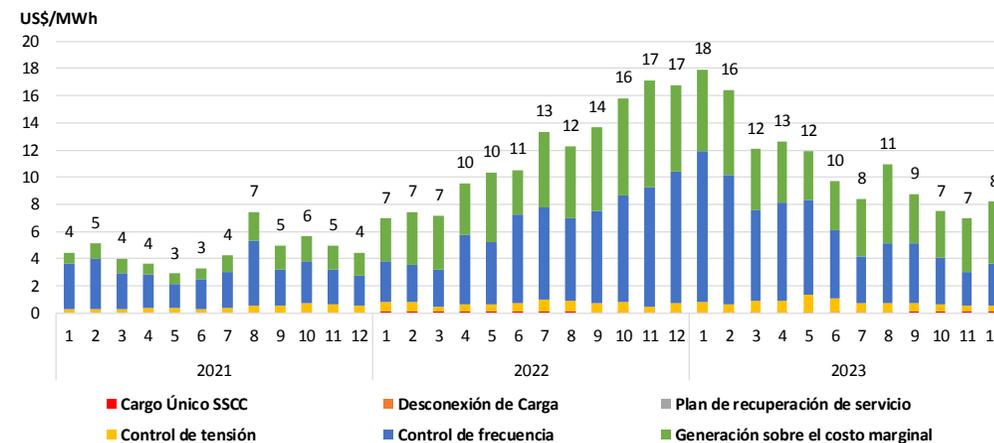
## Servicios complementarios (incluyendo sobrecostos de operación)

- La cantidad física de SSCC requeridos por el CEN no ha cambiado significativamente en los últimos años, no obstante, los pagos por este concepto han experimentado una alta variabilidad, principalmente asociada a los pagos por costos de oportunidad y sobrecostos de operación, a su vez ligados al alza de los precios de combustibles entre el segundo semestre de 2021 y mediados de 2023.
- Parte importante de estos servicios son de naturaleza sistémica, y por ende su asignación se realiza a prorrata de los retiros de energía de cada generador (por lo que usualmente luego se traspasan a los clientes libres). **No obstante, algunos cargos consideran prorratas horarias para su repartición, siendo especialmente relevantes el control de frecuencia y la generación por sobre el costo marginal.**
- Por lo tanto, el valor efectivo percibido por un cliente libre dependerá de si estos costos son o no traspasables, y de su perfil de consumo a lo largo del día.

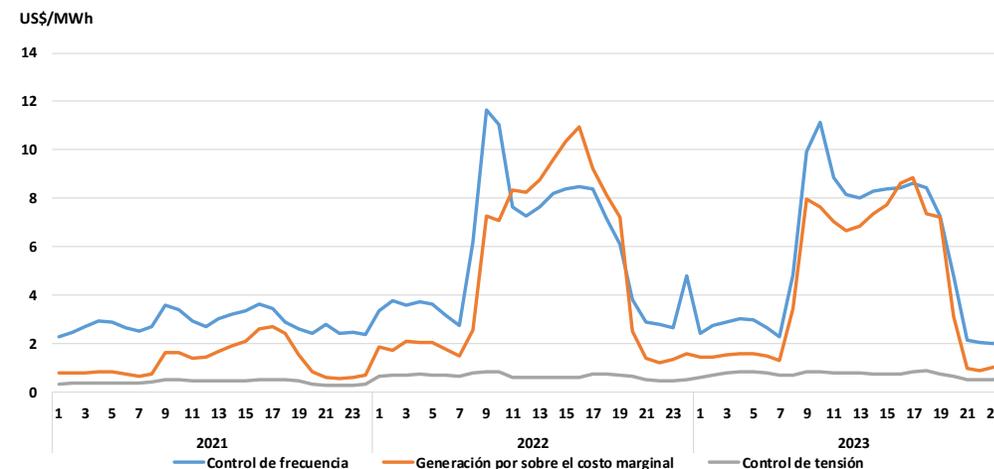
**Cómo los “costos sistémicos” complican a las generadoras y a las empresas consumidoras de energía**

Fuente: ExAnte, mayo 2023

**Cargos unitarios históricos de SSCC (incluyendo sobrecostos de operación)**



**Comportamiento por día tipo por año para cargos por SSCC asignados horariamente**



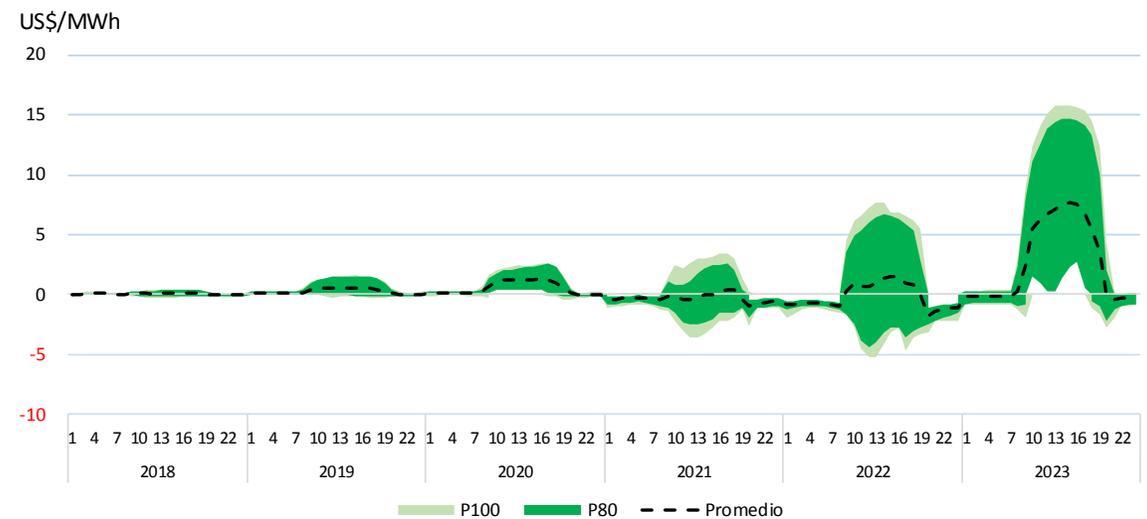


# Costos sistémicos relevantes

## Compensaciones por precio estabilizado

- Corresponde a la compensación destinada a PMGDs/PMGs que se encuentran bajo el régimen de precios estabilizados, por la diferencia entre el costo marginal real en la barra de inyección y el precio estabilizado respectivo.
- Valor puede ser positivo o negativo, según los valores que se verifiquen en la operación real del sistema. Por lo tanto, y en la medida que se traspasen a los clientes libres, pueden representar un costo o un ingreso.
- Alta volatilidad a lo largo de cada mes, estando concentrados los valores en horas de día, dado que parte importante de los PMGDs/PMGs que están en régimen de precios estabilizados son centrales solares fotovoltaicas.
- La prorrata de asignación es horaria, por lo tanto, el valor efectivo que tendría que asumir un cliente libre al que se le traspase esta compensación dependerá de su patrón de consumo horario.

**Dispersión histórica por día tipo por año de las compensaciones por precios estabilizados**



Crecimiento acelerado de PMG/PMGD, editorial SysteP, noviembre 2023  
(datos actualizados a diciembre de 2023)

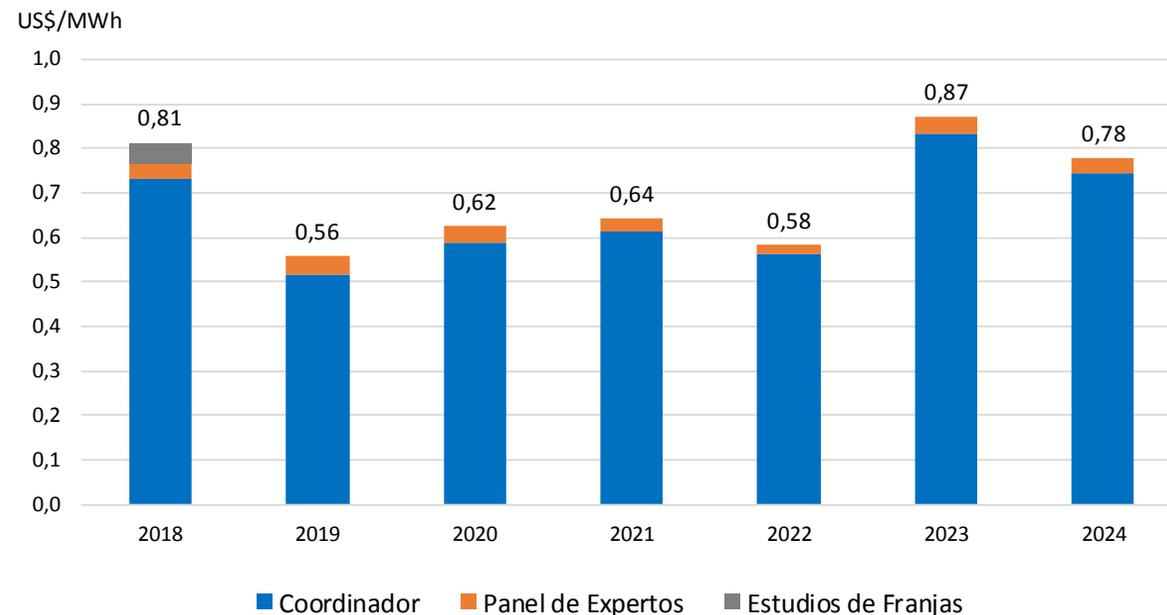


# Costos sistémicos relevantes

## Cargo por servicio público

- Corresponde al financiamiento del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y los estudios de franjas.
- Es calculado anualmente por la CNE, y asignado directamente a los clientes finales. Se ha mantenido relativamente estable en el tiempo, con un alza en los últimos años por el aumento del presupuesto del Coordinador.
- Los valores mostrados no incluyen el cargo adicional que introdujo la autoridad a partir de la fijación para el año 2023, destinado a financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas (“CSP FET”), lo que se discute más adelante en esta presentación.

Cargo por servicio público histórico



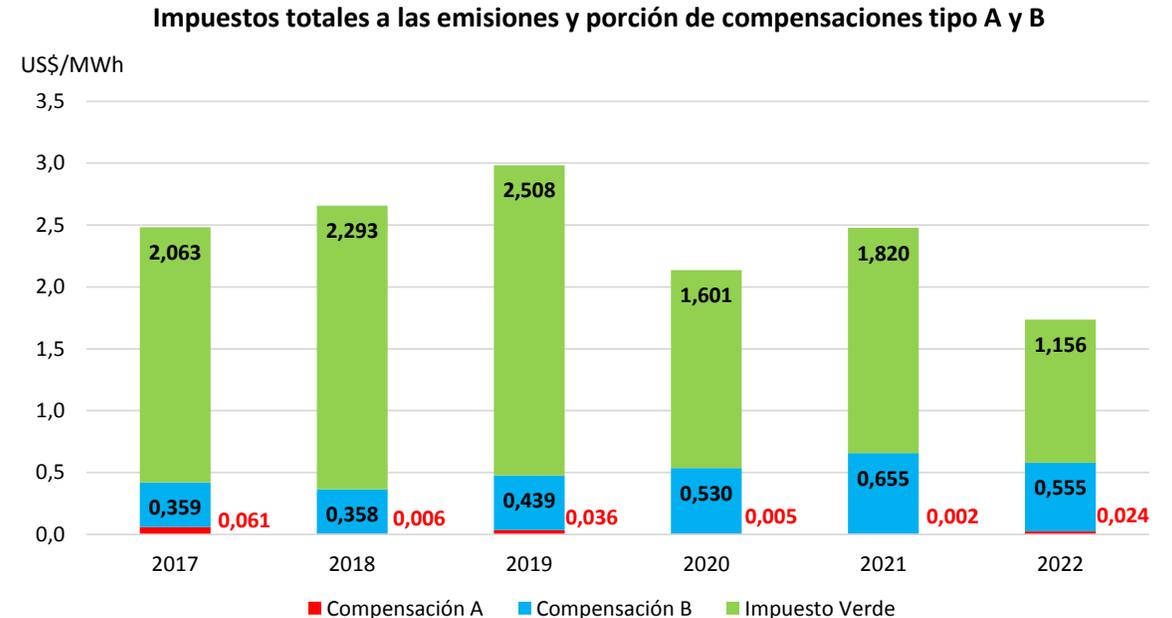
\* Gráfico no incluye el cargo por servicio público adicional correspondiente al mecanismo de estabilización (MPC). Este último puede ser de un orden de magnitud del doble o el triple dependiendo del consumo.



# Costos sistémicos relevantes

## Compensaciones de impuesto a las emisiones

- De acuerdo a lo establecido en la Reforma Tributaria del año 2014, que incorporó el impuesto a las emisiones para fuentes con una capacidad térmica mayor a 50 MWt, este tributo no debe ser parte del costo variable de operación de las centrales termoeléctricas.
- Sin perjuicio de lo anterior, si al hacer el balance del año anterior se verifica que el costo variable total, incluyendo el impuesto a las emisiones, es mayor que el costo marginal del punto de inyección, la diferencia debe ser compensada por todos los generadores que realicen retiros de energía del sistema (por lo tanto, este monto es potencialmente traspasable a los clientes finales).
- Hasta el balance del año 2022 la CNE definió dos posibles compensaciones (“Componente A” o cálculo anual, y “Componente B” o cálculo horario), pagándose aquella que resultaba mayor.
- La autoridad modificó lo anterior a **partir del año 2023**, a partir del cual **se pagará solo la Compensación A**.





1. Visión general de los costos para clientes libres
2. Impacto de la transmisión
3. Costos sistémicos relevantes
- 4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética**
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas



# PdL Transición Energética: ¿Aumento de costo para los clientes libres?

El PdL en sus inicios fue criticado por varios actores del sector

- En sus inicios, el PdL era intensivo en mayores costos para los clientes. Algunas de las propuestas del PdL fueron cuestionadas ampliamente por el aumento en los costos que significaría.
- En particular, dos temas fueron los más criticados por esta razón:
  - Reasignación de Ingresos Tarifarios Extraordinarios
  - Licitación de sistemas de almacenamiento

## **ACENOR: Proyecto de ley va en contra de una transición energética justa**

[Acenor, julio 2023.](#)

## Transmisoras llaman a volver al origen del proyecto de transición energética en discusión en el Senado

Presidenta de comisión de Minería y Energía advirtió: iniciativa “no puede avanzar sin aclarar el tema tarifario”.

[Diario Financiero, agosto 2023](#)

## **Ley de transición energética: Más costo para los clientes**

[Revista NME, septiembre 2023](#)

## **System y el proyecto de transición energética: “Los clientes son los que pagan de alguna manera toda la cadena del sector eléctrico”**

[LT Pulso, septiembre 2023](#)

## **Ministro Pardow defiende proyecto de transición energética, refuta impacto en cuentas de luz y dice que incluso evitaría alzas por \$ 3.500**

[LT Pulso, septiembre 2023](#)



# PdL Transición Energética: ¿Aumento de costo para los clientes libres?

## Las indicaciones al proyecto recogieron algunas opiniones del sector

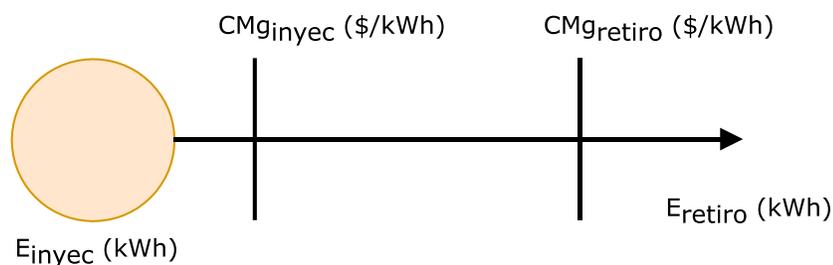
- En enero de 2024, luego de mesas de trabajo en la Comisión de Minería y Energía en las que participaron diversos actores, los senadores y el Ejecutivo ingresaron indicaciones al PdL. Estas modificarían y eliminarían varias de las propuestas que fueron presentadas originalmente. **Las indicaciones deben ser votadas en las próximas sesiones del Senado.**
- De aprobarse todas las indicaciones, el PdL tiene los siguientes 3 ejes principales a discutir:
  1. Reasignación de Ingresos Tarifarios Extraordinarios.
  2. Licitación de almacenamiento.
  3. Desarrollo eficiente de obras de transmisión.
- La reasignación de ingresos tarifarios, aún luego de las indicaciones, mantiene el aumento del costo para los clientes.
- Por otro lado, la licitación de almacenamiento que originalmente estaba financiada por los clientes, con las indicaciones ya no lo estaría.
- Por último, el eje de desarrollo eficiente de obras de transmisión no significaría un aumento para los clientes.



# Reasignación de Ingresos Tarifarios (IT) Extraordinarios

Reasignar los IT significará un aumento del costo para los clientes

- Los Ingresos Tarifarios (IT) son pagados por los suministradores, mientras que **son un descuento para el cargo de transmisión que pagan los clientes libres y regulados**:
  - Son la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales en la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.
  - Condiciones normales (sin congestión de transmisión): IT se determinan por las pérdidas en las líneas. IT pequeños.
  - Condiciones anómalas (congestión de transmisión): IT se determinan por los desacoples entre nodos, lo que produce diferencias considerables de CMg. IT varias veces mayores a los IT por pérdidas.
- En enero de 2024 los senadores introdujeron dos indicaciones alternativas, y el ejecutivo una:
  - Todas las indicaciones apuntan a reasignar los IT extraordinarios que se generan por congestiones u otros casos.
  - Los distintos mecanismos que se proponen en las indicaciones implican una disminución de la señal de localización para los generadores.
- Ya que actualmente los IT son un abono para los consumidores finales en los pagos de los Cargos Únicos de Transmisión, **el reasignarlos aumentará el costo para los clientes**.
- La tesis teórica del Ejecutivo es que *“se estima un aumento de  $\approx 1,3$  CLP/kWh en cuentas residenciales, pero con un beneficio a largo plazo de  $\approx 11$  CLP/kWh en ofertas a futuro”* (Presentación 11 de julio de 2023, ISCI).





# Licitación de almacenamiento

La licitación de almacenamiento en sus inicios era intensiva en costos a clientes

- El PdL originalmente propuso la realización de una licitación pública e internacional única para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, los que serían remunerados por 15 años mediante un cargo a los clientes finales. Las características originales de la licitación eran:
  - La licitación se centra en el diseño, construcción y operación de Sistemas de Almacenamiento, evaluando ofertas mediante el Valor Anual de Infraestructura (V.A.I.A.), determinado por el A.V.I. y C.O.M.A..
  - Los clientes financiarán la totalidad a través de un cargo de infraestructura de sistemas de almacenamiento incorporado al cargo único.

Energía

## Ejecutivo anuncia licitación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Involucra US\$ 2 mil millones y la idea es que esté operando en 2026.

[Fuente: DF, 1 de junio 2023](#)

## Transición energética: generadoras hacen dura crítica a nuevas propuestas del Gobierno por licitación de almacenamiento y alerta riesgo en las inversiones

En medio de la mesa técnica que ha discutido este tema de cara al ingreso de indicaciones, el gremio envió un escrito al ministro de Energía cuestionando que se incluya un nuevo mecanismo de licitación de carácter recurrente.

[Fuente: DF, 2 de noviembre 2023](#)

## Proyecto de transición energética: Acenor mantiene críticas por reasignación de ingresos tarifarios y cuestiona licitación de almacenamiento

La Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados envió sus observaciones a las propuestas presentadas en la mesa técnica. Para el gremio, la licitación de servicios de almacenamiento debe ser por una capacidad que no supere los 500 MW.

[Fuente: DF, 21 de noviembre 2023](#)

## LyD sugiere al Ministerio de Energía no hacer una licitación de almacenamiento y que subsidio eléctrico tenga carácter permanente

El estudio, que tuvo cuatro representantes en la mesa técnica que buscó viabilizar el proyecto de transición energética, considera que "la licitación de baterías por el Estado representa "una manipulación del sistema de precios de la electricidad". Además, plantea inquietudes por la reasignación de ingresos tarifarios.

[Fuente: DF, 23 de noviembre 2023](#)



# Licitación de almacenamiento

## Las últimas indicaciones eliminan el costo para los clientes

- El PdL originalmente propuso la realización de una licitación pública e internacional única para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, los que serían remunerados por 15 años mediante un cargo a los clientes finales. Las características originales de la licitación eran:
  - La licitación se centra en el diseño, construcción y operación de Sistemas de Almacenamiento, evaluando ofertas mediante el Valor Anual de Infraestructura (V.A.I.A.), determinado por el A.V.I. y C.O.M.A..
  - Los clientes financiarán la totalidad a través de un cargo de infraestructura de sistemas de almacenamiento incorporado al cargo único.
- Tras las mesas de trabajo entre octubre y noviembre de 2023, se incluyeron las siguientes indicaciones relativas a la licitación de almacenamiento, en las que se disminuyó el aporte de los clientes finales al financiamiento:
  - La licitación se divide en la de Infraestructura (V.A.I.A.) donde el adjudicatario gestiona el riesgo tecnológico y la de Servicio (V.A.S.) donde el o los adjudicatarios gestionan el riesgo de mercado.
  - La licitación de servicio de almacenamiento se adjudica al oferente con las mayores ofertas a Valor Anual por Servicio (V.A.S.) y se establece un umbral mínimo de adjudicación, asegurando que la suma de todas las ofertas V.A.S. alcance o supere dicho umbral para obtener la licitación.
- En las indicaciones presentadas en enero de 2024 por parte de algunos senadores y el Ejecutivo, **se elimina todo costo directo para los clientes:**
  - Se propone que la potencia de almacenamiento licitada será la diferencia entre 2.000 MW y la capacidad de los proyectos de almacenamiento en operación, declarados en construcción o comprometidos en las licitaciones a clientes regulados, con límite de 500 MW.
  - Se mantiene la idea de las dos licitaciones conjuntas, la de infraestructura (V.A.I.A.) y la de servicio (V.A.S.).
  - Además, las indicaciones liberan al cliente final de un pago directo por infraestructura y servicio de almacenamiento.

### Transición energética: Gobierno se inclina por flexibilizar licitación de almacenamiento y acotar medidas en transmisión eléctrica priorizando las más urgentes

En el marco de la mesa técnica que busca consensos de cara al ingreso de indicaciones al articulado, la autoridad optó por un mecanismo transitorio que permita evaluar previamente la necesidad de realizar la licitación el próximo año o ejecutarla en un menor volumen.

Fuente: DF, 25 de octubre 2023



1. Visión general de los costos para clientes libres
2. Impacto de la transmisión
3. Costos sistémicos relevantes
4. Impacto proyecto de Ley de Transición Energética
5. Impacto proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas

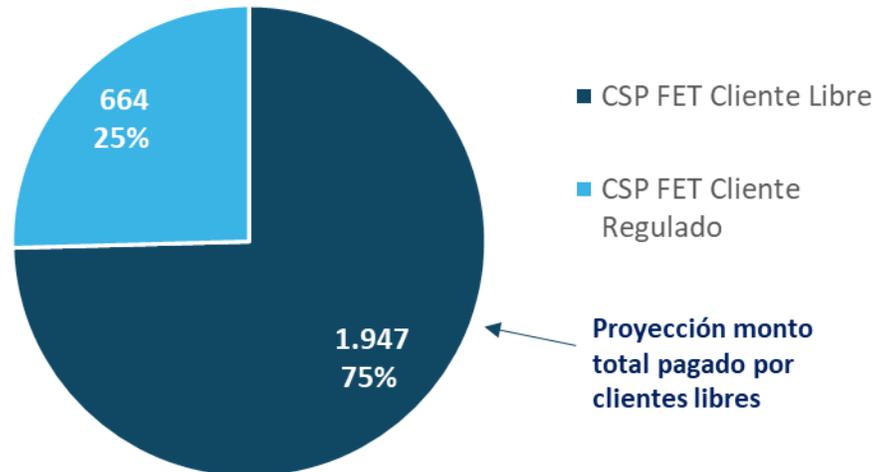


# Ley MPC: Cargo por Servicio Público adicional (“CSP FET”)

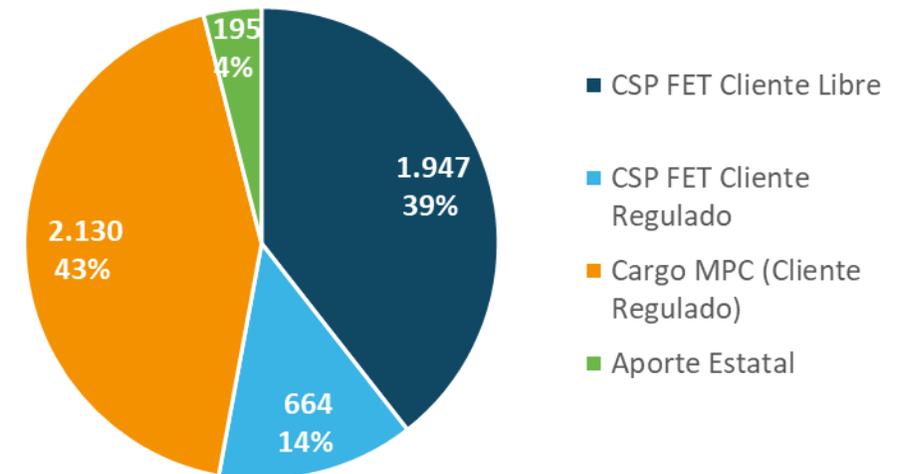
La Ley MPC estableció un subsidio cruzado de clientes libres a regulados

- A partir de la fijación del año 2023 se incluyó un cargo adicional (Cargo por Servicio Público para financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas, o “CSP FET”), el que tendrá vigencia hasta el 2032. El cargo es diferenciado por tramos de consumo, aplicado a clientes regulados y libres.
- Utilizando la proyección de la CNE\*, a 2032 por el concepto de CSP FET, en total se recaudarían MMUS\$ 2.611, de los cuales **25% provienen de clientes regulados y 75% de clientes libres.**
- En términos de la recaudación total del Fondo de Estabilización, un 39% de los fondos proviene de clientes libres.

Recaudación por CSP FET (MMUS\$)



Recaudación Total Fondo Estabilización (MMUS\$)





# Proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas

## El nuevo PdL no aumentaría los costos en energía para clientes libres

### Senadores aprueban proyecto de estabilización de tarifas eléctricas y pasa a comisión de Hacienda

El articulado, que está con discusión inmediata y que busca mitigar las inminentes alzas en las cuentas de la electricidad, logró sortear su primera valla tras lograr luz verde en general y en particular. Gobierno se abrió a perfeccionamientos.

Fuente: DF, 29 enero 2024

- El PdL de Normalización de Tarifas Reguladas fue aprobado en general y particular por la Comisión de Minería y Energía, pero aún falta su aprobación en la Comisión de Hacienda, para luego ser discutido en la Sala del Senado. Posteriormente, enfrentará a un segundo trámite en la Cámara de Diputados.
- El PdL de Normalización de Tarifas Reguladas modifica la Ley MPC en varios aspectos, como extender el año de término del mecanismo de estabilización del 2032 al 2035.
- El texto agrega explícitamente el año de término de los Cargos por Servicio Público Adicional, **fijándolo en el 2032**:

- “Dentro del cargo por servicio público, se considerará un pago adicional máximo, cuya duración no podrá extenderse más allá del año 2032...”
- Si bien al nuevo mecanismo de estabilización se le aumentó en 3 años su duración (hasta el 2035), el CSP FET se mantiene explícitamente hasta el 2032 como estaba previsto originalmente en la ley MPC.

- **Por lo tanto, el proyecto de ley no aumentará los costos para los clientes libres por concepto de CSP FET**, debido a que no modifica el valor de los cargos unitarios por este concepto ni tampoco aumenta sus años de aplicación.
- Los cargos unitarios vigentes son:

Tramos de consumo (kWh/mes)	CSP FET (CLP/kWh)
≤ 350	0
> 350 y ≤ 500	0,85
> 500 y ≤ 1.000	1,92
> 1.000 y ≤ 5.000	2,66
> 5.000	2,98



# Proyecto de Ley de Normalización de Tarifas Reguladas

## El descongelamiento del VAD impactará a los clientes libres conectados en distribución

- Los clientes libres conectados en distribución deben pagar por este servicio.
- Se deja sin efecto el congelamiento del Valor Agregado de Distribución (VAD), volviendo a las tarifas reales de forma escalonada.
- Se diferencian a las Empresas Cooperativas de las No Cooperativas descongelando sus tarifas a distinta velocidad.
- El impacto en las tarifas de los clientes libres conectados a distribución dependerá de qué tipo de distribuidora se tiene:
  - Las tarifas de las Cooperativas se descongelarán en el momento en que se publique el decreto PNP 1S-2024.
  - Las tarifas de las No Cooperativas irán aumentando de forma escalonada desde la publicación del PNP 2S-2024 (hasta 10%), el 1S-2025 (hasta 20%) y en el 2S-2025 se descongelarán en su totalidad.





## Más información sobre el sector energía

 [Estadísticas](#)

 [Presentaciones](#)

 [Publicaciones](#)

 [Reportes](#)

Don Carlos #2939 Of. 1007,  
Las Condes Santiago, Chile  
Teléfono: +562 2232 0510  
[systep@systep.cl](mailto:systep@systep.cl)

