

exante.com.uy



Trasmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay: Análisis desde una perspectiva económico-financiera

16 de octubre de 2024

EXANTE
ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS

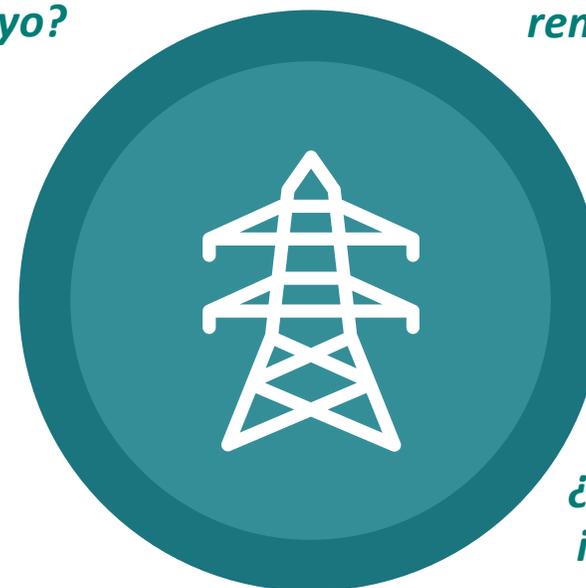
 **AUGPEE**
Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica

Motivación y objetivos del trabajo

- Las actividades transmisión y distribución de electricidad han recibido considerablemente menos atención que la actividad de generación en estudios académicos, de organismos internacionales y de gremiales empresariales en los últimos años.
- Sin embargo, se trata de actividades centrales para el abastecimiento de la demanda de energía en nuestro país y sus costos y tarifas constituyen – por ende – una pieza relevante de la competitividad de las empresas que operan en Uruguay y del potencial de atracción de nuevas inversiones intensivas en energía.
- **AUGPEE nos encargó este trabajo para contribuir al debate público sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, los criterios de fijación de tarifas en esas actividades y el potencial de desarrollo del segmento mayorista del mercado.**

¿Cómo están organizadas estas actividades en el sistema eléctrico uruguayo?

¿Cómo están reguladas sus remuneraciones?



¿Son caros los peajes?

¿Cómo ha sido la implementación práctica del marco regulatorio?

¿Cómo es la infraestructura y cuáles son los costos de estas actividades?

Definiciones iniciales



Trasmisión

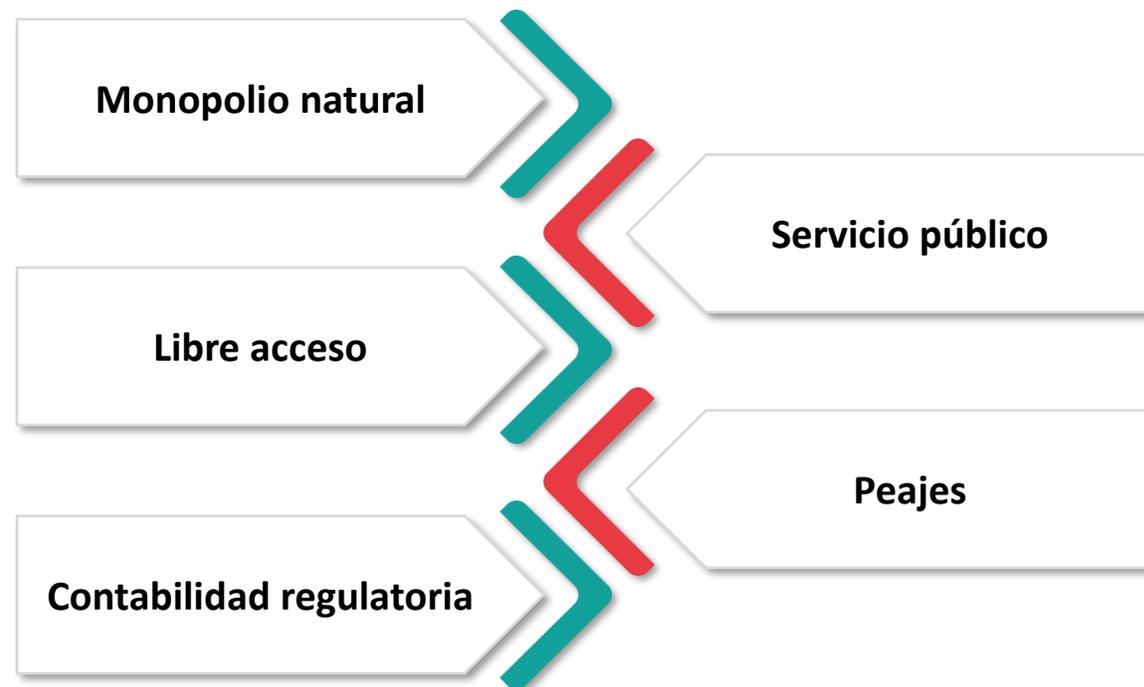
- Se denomina trasmisión a la **actividad de transporte de energía a través de largas distancias** hasta los centros de consumo.
- **Se realiza mediante líneas de alta tensión**, hasta las llamadas subestaciones de distribución.
- La red de trasmisión en Uruguay también comprende la interconexión con Argentina y Brasil.



Distribución

- La distribución refiere a la **distribución en el interior de los centros de consumo hasta que la energía eléctrica queda disponible para el uso de particulares y empresas.**
- Involucra el transporte de energía eléctrica en **media tensión y baja tensión** dentro de los centros de consumo.

Otros conceptos importantes





Contenido

- **Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo**
- **Claves regulatorias en materia económico-financiera**
- **Implementación práctica del marco regulatorio**
- **¿Son caros los peajes?**
- **Comentarios finales**



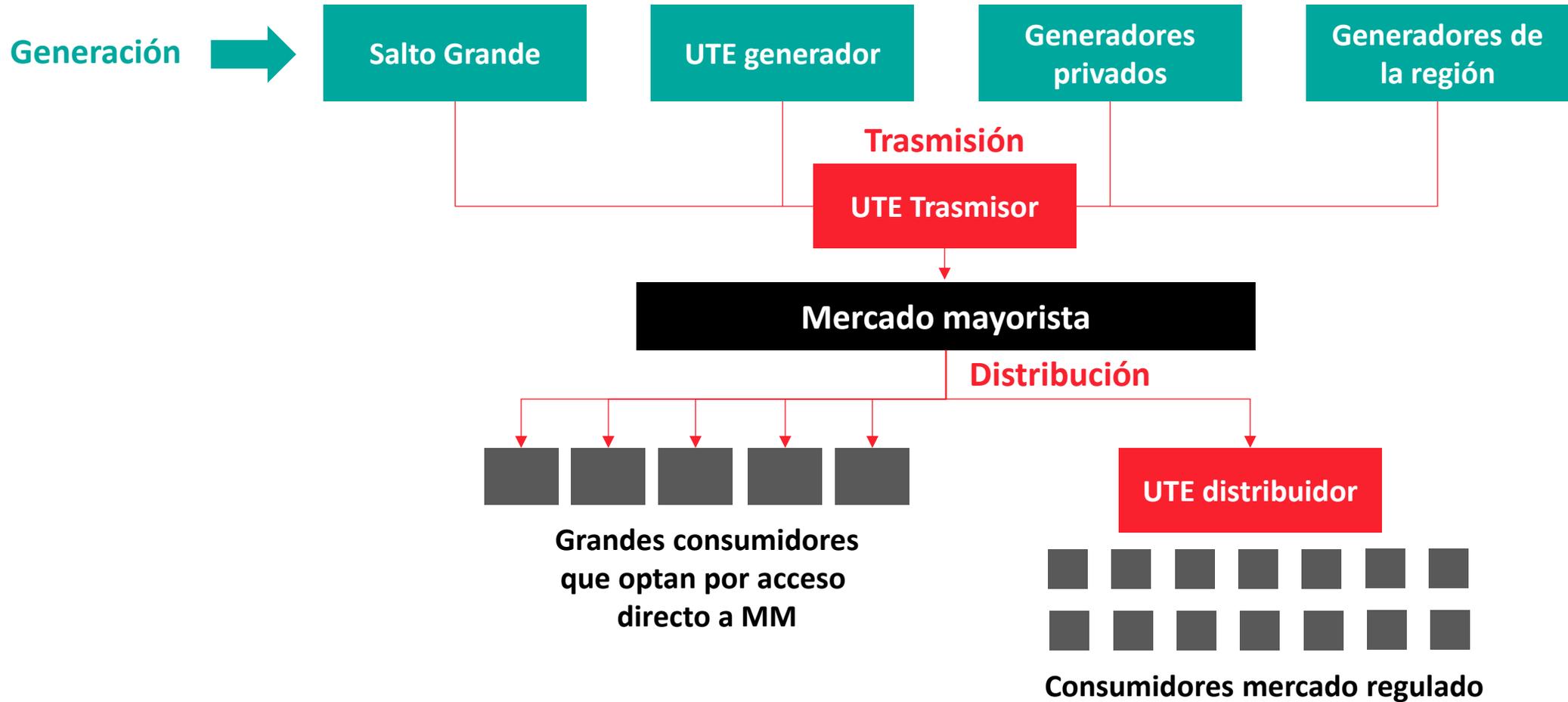
Contenido

- **Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo**
- **Claves regulatorias en materia económico-financiera**
- **Implementación práctica del marco regulatorio**
- **¿Son caros los peajes?**
- **Comentarios finales**

Las definiciones centrales sobre la estructura actual del mercado eléctrico están dadas por la ley reguladora de 1997 y los posteriores decretos reglamentarios.

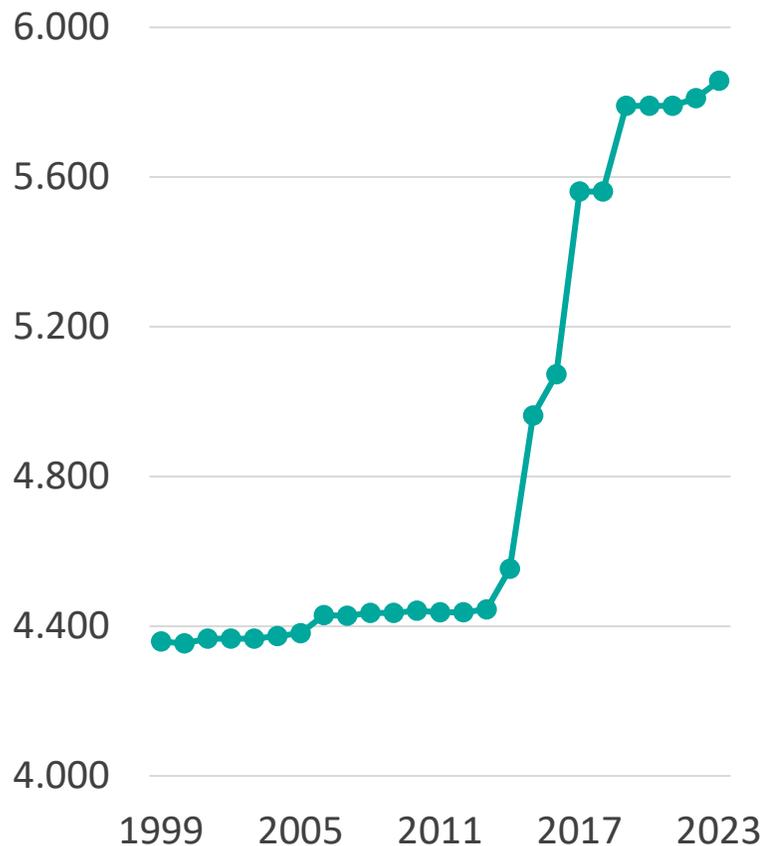
- La ley de 1997 consagró a la generación de energía eléctrica como una actividad libre y preservó la calificación de servicio público para la transmisión y la distribución de electricidad.
- Estableció que el mercado mayorista “funcionará en las etapas de generación y de consumo, **con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores**”.
- Estableció que “los transmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica (...) en las **condiciones acordadas por las partes y de acuerdo con la presente ley y la reglamentación**”.
- Los llamados “Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica” y “Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica” son **decretos de 2002** y contienen la reglamentación de las disposiciones legales para dichas actividades (remuneraciones, derechos y obligaciones, criterios de diseño y desempeño mínimo del sistema, etc.).
- Si bien las actividades de transmisión y distribución son llevadas adelante por UTE, el marco regulatorio establece que estas **actividades que constituyen un servicio público puedan ser cumplidas por el ente o en régimen de concesión**.

Organización general del sector eléctrico en Uruguay (diagrama simplificado)

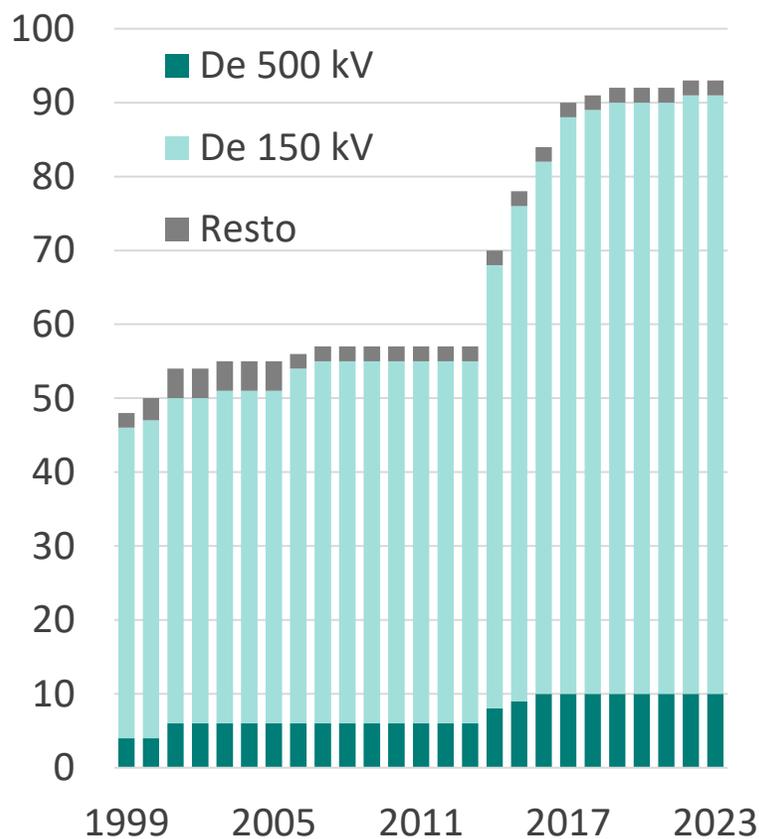


La red de transmisión mostró un fuerte crecimiento entre 2013 y 2019, coincidente con la incorporación a gran escala de nuevos generadores en base a fuentes renovables.

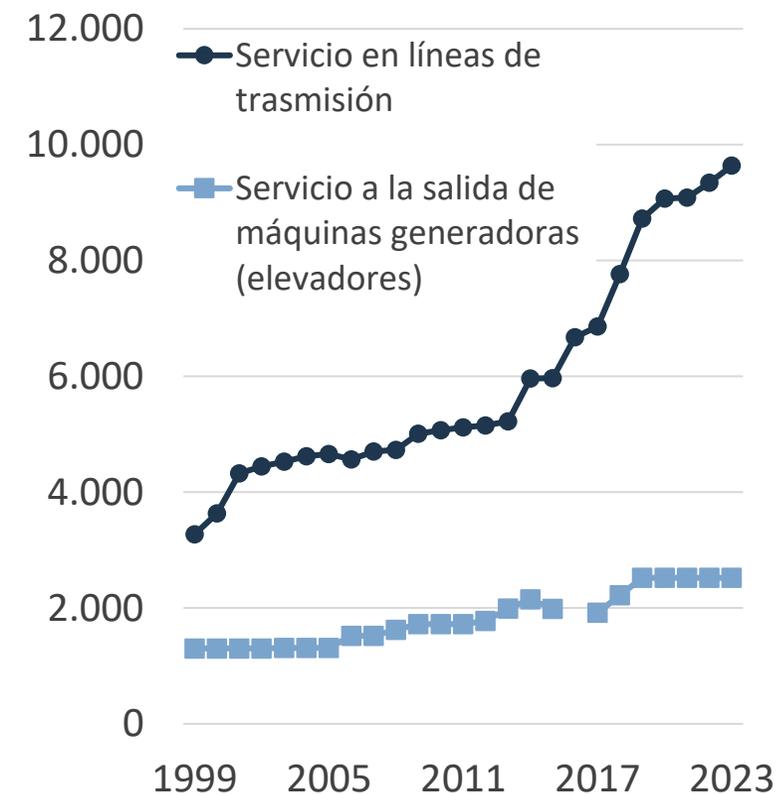
Kilómetros de líneas



Cantidad de subestaciones



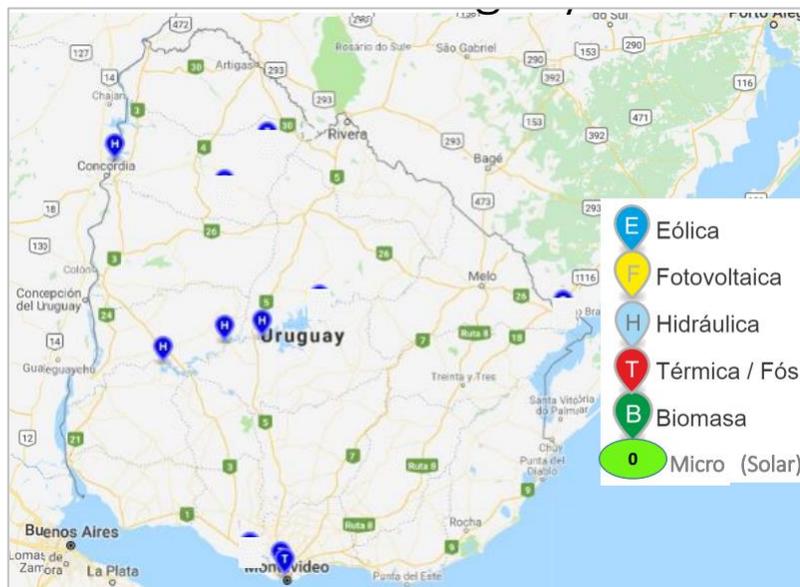
Potencia instalada de transformadores (MVA)



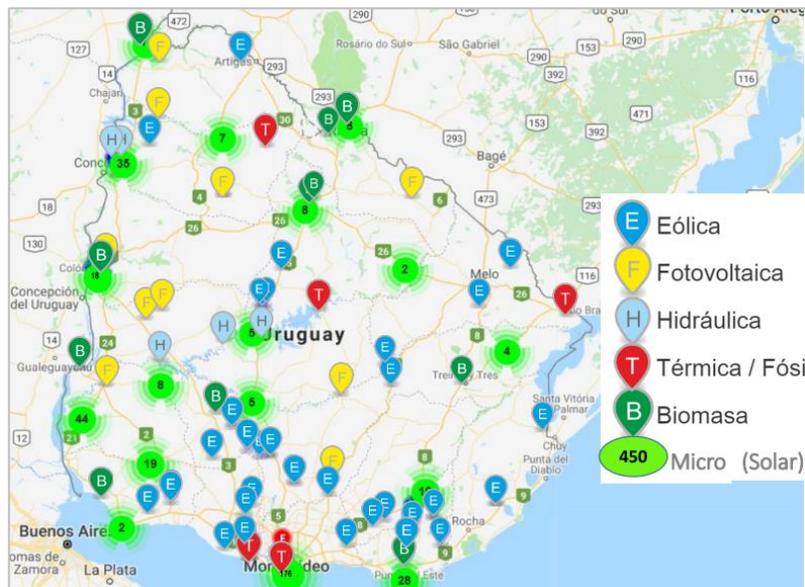
Actualmente hay más de 60 generadores privados volcando energía a la red, lo que implicó una importante **descentralización territorial** de la producción y obligó a adecuar la red de trasmisión.

Modificación del escenario de generación

1992 - 2007

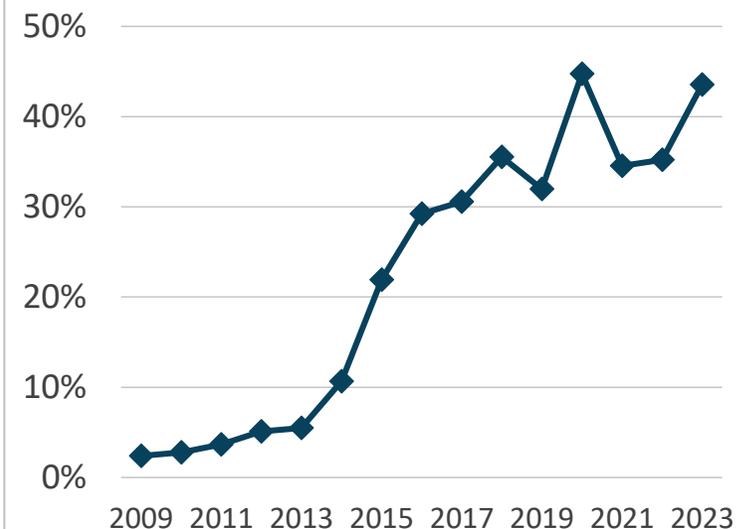


2019



Generación de privados

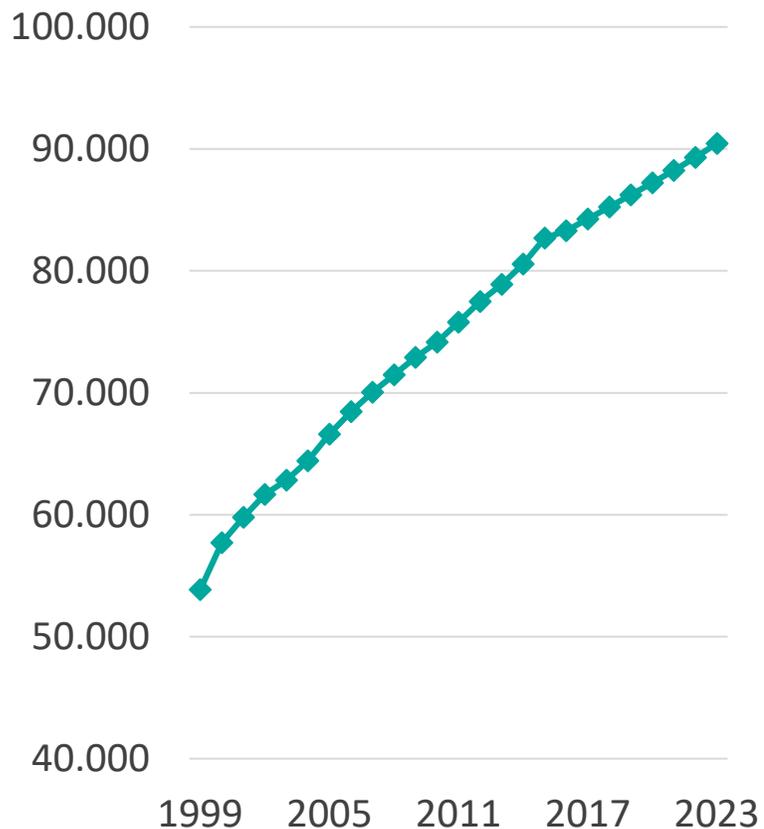
% total



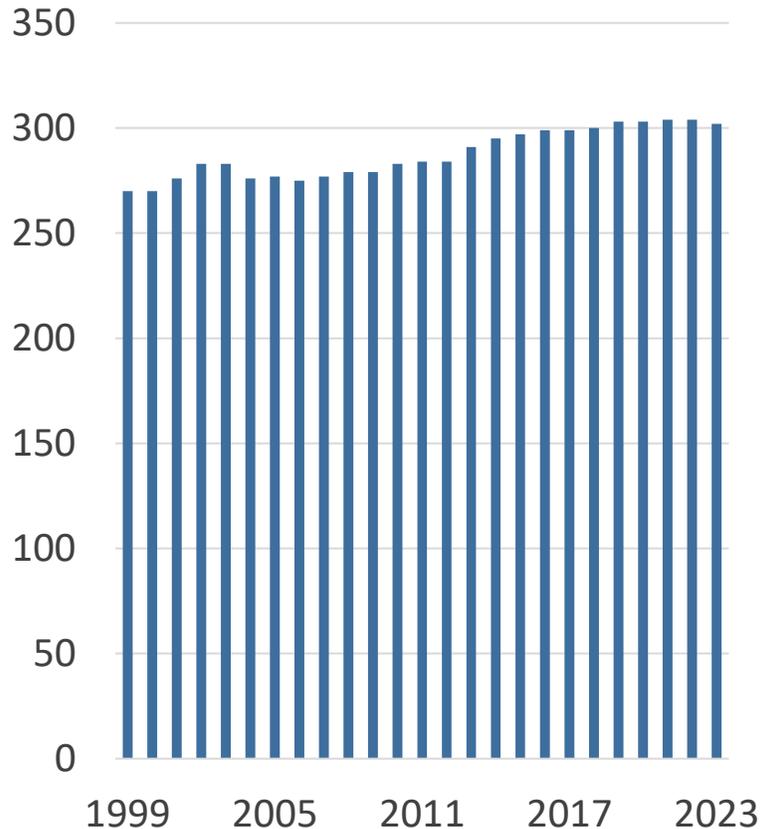
Fuente: Elaboración propia en base a cifras de DNE y en base a UTE (2019), Presentación “Redes y Estaciones de Trasmisión del Sistema Norte. Inversiones 2010 -2019”.

A diferencia de lo ocurrido en la red de transmisión, el crecimiento de la **red de distribución** ha sido más moderado y sostenido durante las últimas dos décadas.

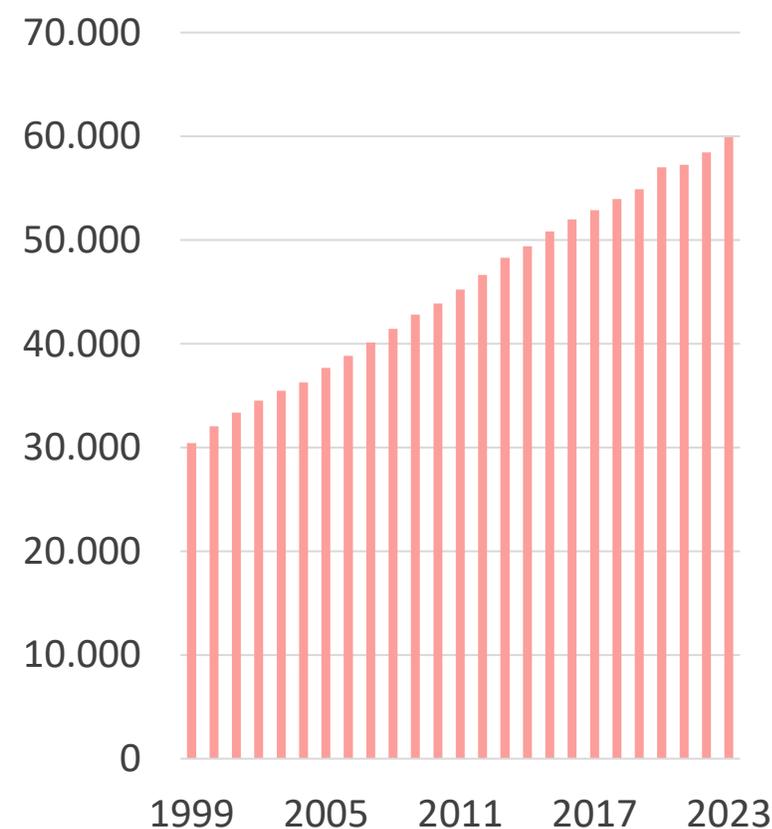
Kilómetros de línea



Cantidad de estaciones MT/MT



Cantidad de subestaciones MT/BT



Fuente: Elaboración propia en base a los informes de UTE en Cifras (2004 – 2023)

En los últimos años el ritmo de expansión de la red bajó fuertemente. Las tasas de crecimiento promedio anual son incluso inferiores a las que se observaban previo a la introducción de energías renovables.

Síntesis de infraestructura existente y patrón histórico de expansión

	2023	Crecimiento acumulado			Tasa de crecimiento prom. anual		
		2000-2010	2010-2020	2020-2023	2000-2010	2010-2020	2020-2023
Infraestructura de transmisión							
Extensión de la red (km)	5.857	2%	30%	1%	0,2%	2,7%	0,1%
Cantidad de subestaciones (#)	93	14%	61%	1%	1,3%	4,9%	0,1%
Potencia instalada de transformadores (MVA)							
Servicio en líneas de transmisión	9.636	40%	79%	6%	3,4%	6,0%	0,6%
A la salida de máquinas generadoras	2.521	32%	46%	0%	2,8%	3,9%	0,0%
Potencia subestaciones convertoras de frecuencia (MW)	570	0%	714%	0%	0,0%	23,3%	0,0%
Infraestructura de distribución							
Extensión de la red (km)	90.449	29%	18%	4%	2,5%	1,6%	0,4%
Cantidad de estaciones MT/MT (#)	302	5%	7%	0%	0,5%	0,7%	0,0%
Cantidad de subestaciones MT/BT (#)	59.911	37%	30%	5%	3,2%	2,7%	0,5%
Potencia instalada de transformadores estaciones MT/MT	4.046	27%	23%	2%	2,5%	2,1%	0,2%
Potencia instalada de transformadores subestaciones MT/BT	5.077	22%	-1%	7%	2,0%	-0,1%	0,6%
Otros indicadores clave - sistema eléctrico							
Potencia instalada (MW)	5.259	28%	82%	7%	2,5%	6,2%	0,7%
Generación local de energía eléctrica (GWh)*	12.786	47%	20%	10%	3,9%	1,8%	1,0%
Consumo local de energía eléctrica (GWh)	11.816	20%	17%	7%	1,8%	1,6%	0,7%

(* Se considera 2022, por ser 2023 un año de sequía extrema que afecta las comparaciones)

Se trata de infraestructuras con vidas útiles extensas. El sistema descansa en el aprovechamiento de activos construidos hace varias décadas.



Contenido

- Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo
- **Claves regulatorias en materia económico-financiera**
- Implementación práctica del marco regulatorio
- ¿Son caros los peajes?
- Comentarios finales

El marco regulatorio inicial establece con bastante precisión los **criterios y el espíritu** que debería orientar la fijación de las remuneraciones de las actividades de transmisión y distribución.

Definiciones regulatorias iniciales

- **Monopolio regulado:** Los servicios de transmisión y distribución se prestan de manera monopólica, pero la regulación establece el libre acceso a las redes para productores y consumidores. Además, los precios se fijan de manera regulada.
- **Criterios de remuneración:** El marco regulatorio define los criterios para fijar las remuneraciones totales, que son “fictas” pero sirven para calcular los peajes en el mercado mayorista y el pliego tarifario de UTE para clientes regulados.
- **Remuneración acorde al capital invertido:** El espíritu de la normativa de fijación de tarifas de peaje reside en establecer una remuneración adecuada o justa para el capital invertido, cubriendo costos operativos y dejando lugar a una “utilidad razonable”.
- **Eficiencia y benchmarks:** El marco regulatorio busca la eficiencia y sugiere el uso de “benchmarks” externos. También es explícito en aspectos prácticos como frecuencia de cálculo, tratamiento de infraestructura existente vs. nueva, funcionamiento de las fórmulas paramétricas, método para la determinación de los peajes a partir de la remuneración total, etc.
- **Tarifas indiferentes:** La regulación establece que *“la tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador”*. Si hay diferencias entre los peajes por el uso de redes que se cargan en el mercado mayorista y los costos que se cargan a los clientes que consumen energía a través de la distribución de UTE, en los hechos existe un desincentivo al desarrollo de un mercado mayorista.

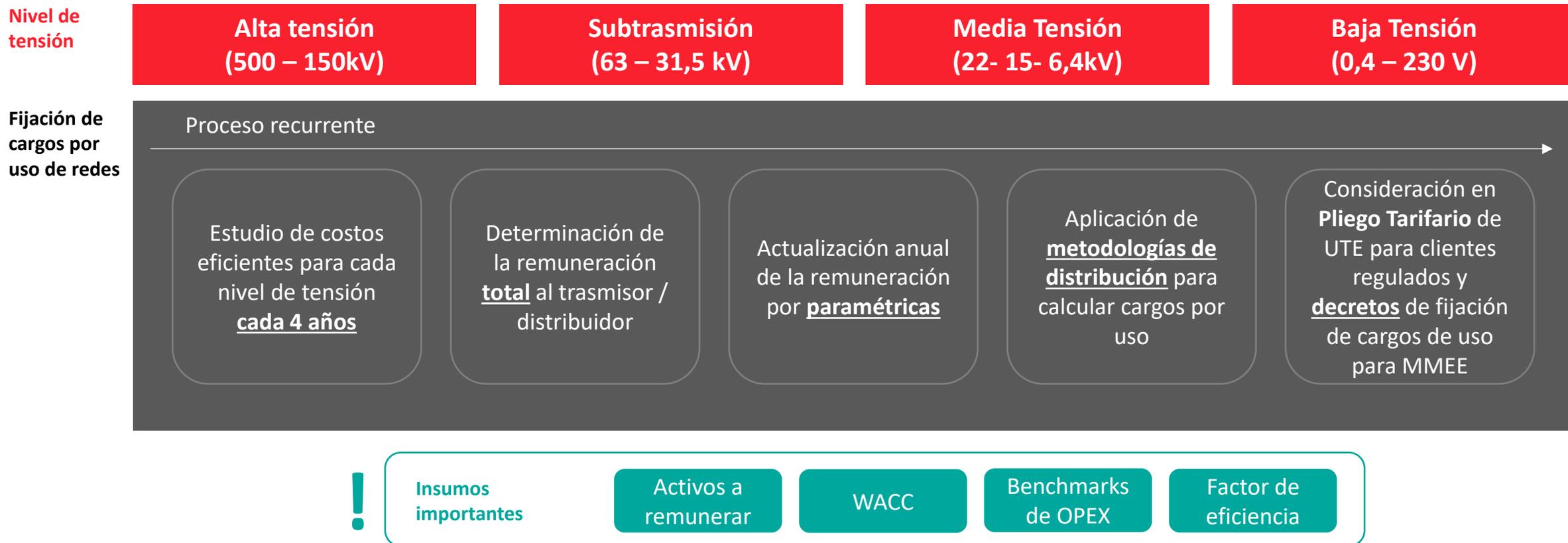
Existen cuatro niveles de tensión. La regulación determina el uso del VNR para el caso de transmisión y el cálculo de VAST y VADE en el caso de subtransmisión y de distribución respectivamente.

Síntesis de definiciones clave en relación a remuneración regulatoria de Trasmisión y Distribución

Nivel de tensión	Alta tensión (500 – 150kV)	Subtransmisión (63 – 31,5 kV)	Media Tensión (22- 15- 6,4kV)	Baja Tensión (0,4 – 230 V)
Clave remuneración regulatoria	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	Valor Agregado de la Subtransmisión (VAST)	Valor Agregado de Distribuidor Estándar (VADE)	
<p>La remuneración del trasmisor (RT) se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> Costo eficiente de la inversión: anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, con vida útil 30 años y WACC razonable. Costo eficiente de administración, operación y mantenimiento, que en los hechos se suele fijar también como % del VNR. Otros gastos (ej. tributos del sector). 	<ul style="list-style-type: none"> Corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte a través de instalaciones de subtransmisión. Se determina caso a caso para cada estación de transformación y línea de subtransmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando los mismos conceptos y criterios del VADE. 	<ul style="list-style-type: none"> VADE es la remuneración que obtiene el distribuidor (de MT o de BT) operando de forma prudente y eficiente, manteniendo una buena calidad del servicio y ampliando las instalaciones para atender a la demanda con una utilidad razonable. Incluye remuneración al capital, costos de operación, administración y mantenimiento, costos comerciales y costos de pérdidas de energía eléctrica. El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia, también en este caso considerando una vida útil de 30 años. Su cálculo involucra considerar benchmarks eficientes. 		

A su vez, explicita detalles prácticos de aplicación, como la frecuencia de cálculo, funcionamiento de las fórmulas paramétricas y método para la fijación de los peajes a partir de la remuneración total.

Síntesis de definiciones clave en relación a remuneración regulatoria de Trasmisión y Distribución



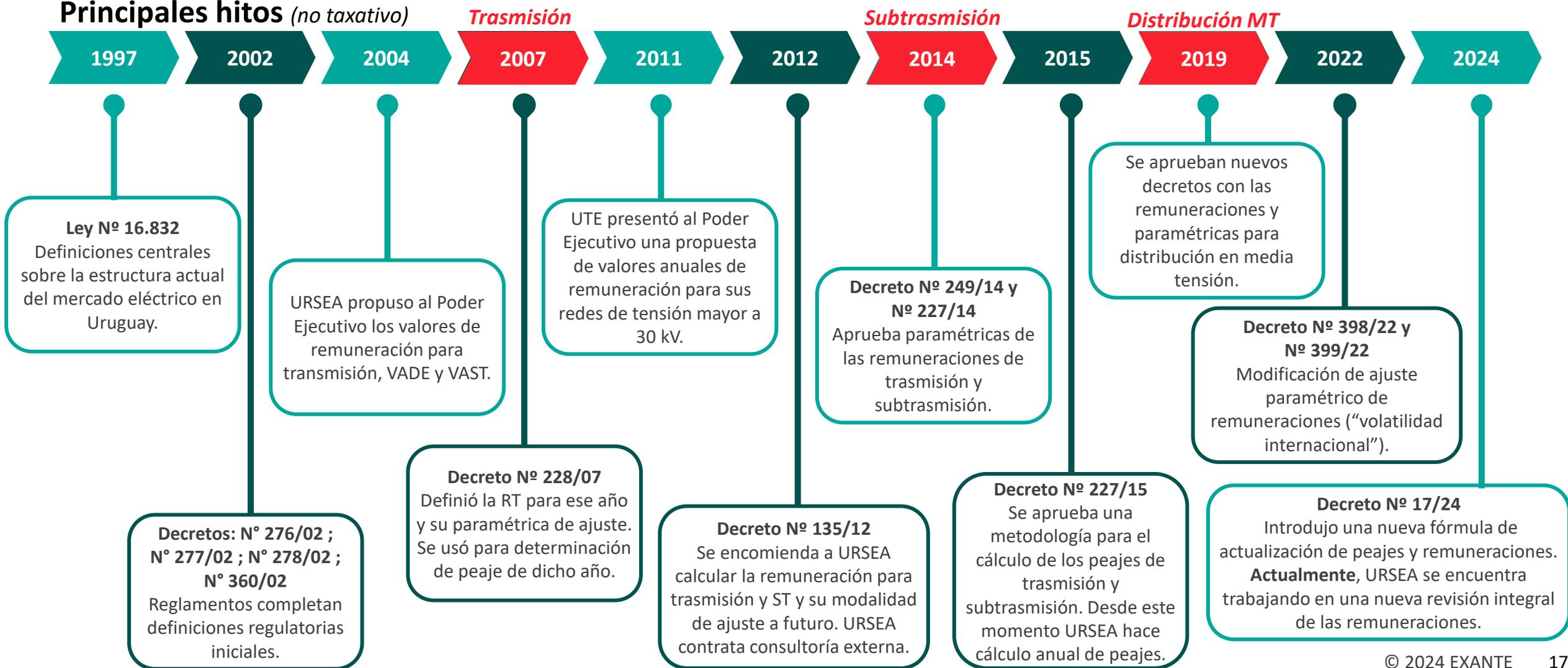


Contenido

- Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo
- Claves regulatorias en materia económico-financiera
- **Implementación práctica del marco regulatorio**
- ¿Son caros los peajes?
- Comentarios finales

Aunque las definiciones claves para la remuneración de transmisión y distribución quedaron establecidas tempranamente en los decretos de 2002, en la práctica su implementación ha sido progresiva.

Principales hitos *(no taxativo)*



Más allá de la implementación por etapas, del relevamiento realizado concluimos que aún existen apartamientos entre las definiciones regulatorias y la realidad del sector.

(listado no taxativo)

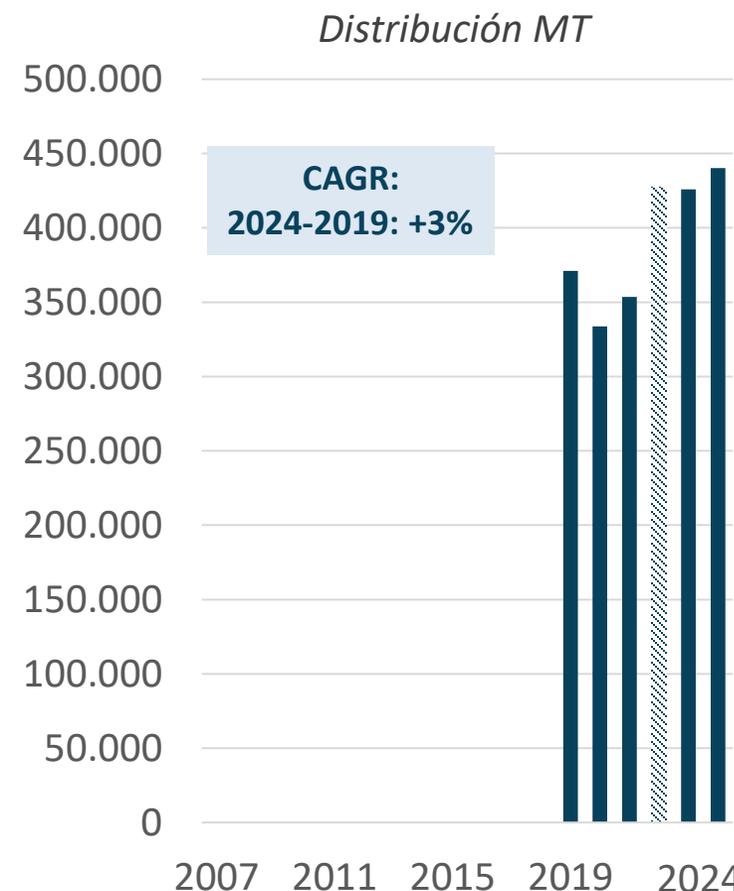
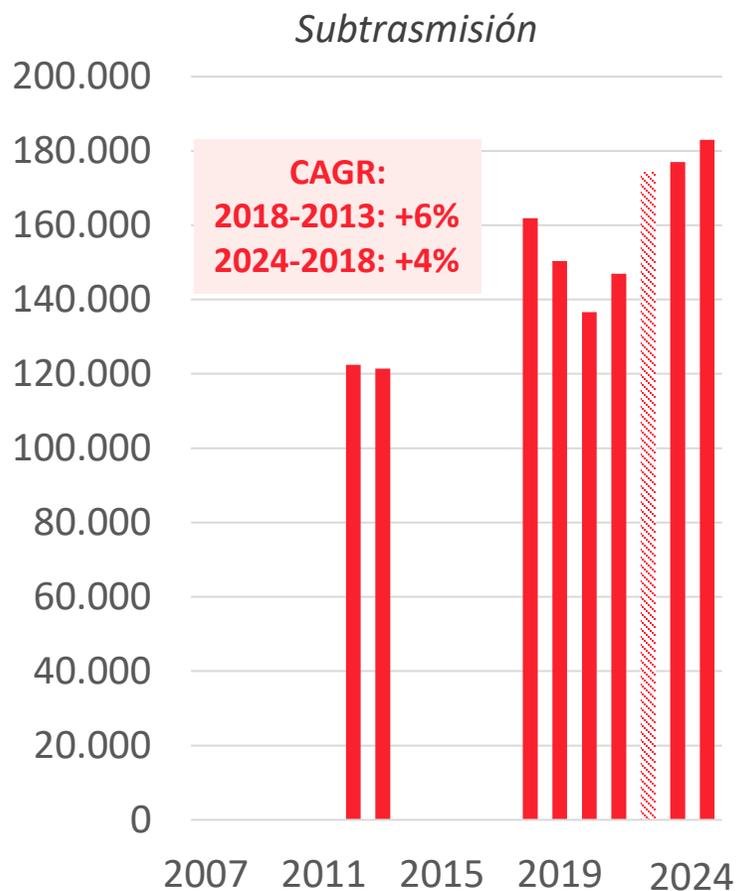
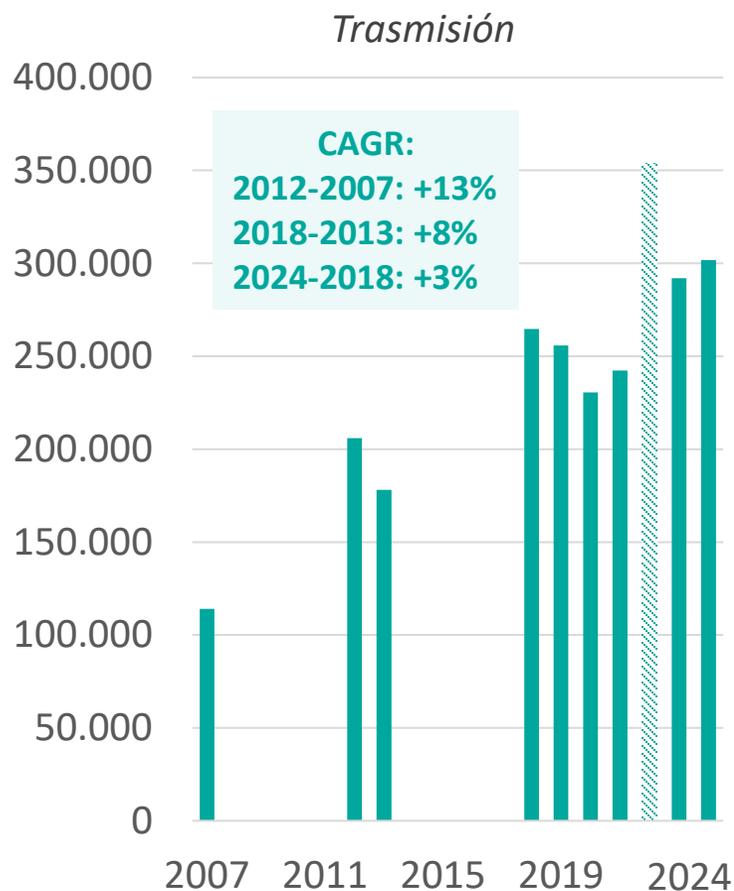
- A la fecha **no se ha fijado una remuneración para la red de baja tensión de acuerdo con los criterios regulatorios**. Nuestra comprensión es que se hizo un estudio en 2019, pero hasta la fecha no hubo decretos del Poder Ejecutivo al respecto.
- La regulación prevé que las fórmulas de ajuste de la remuneración a las redes puedan incorporar un factor que reduzca anualmente la remuneración, atendiendo o buscando alentar un incremento de la eficiencia. Se prevé que ese factor sea determinado a partir de estudios de benchmarking. Nuestra comprensión es que hasta el momento **no se ha cuantificado una potencial brecha de eficiencia ni se usa ningún factor de ajuste de esas características** en las paramétricas.
- El decreto N° 249/014, que aprobó las paramétricas a utilizar en las remuneraciones de transmisión, encomendaba a la URSEA a publicar anualmente en su sitio web “la **información correspondiente al inventario reconocido** de Trasmisión, incluyendo cantidades físicas y precios unitarios del equipamiento, así como la potencia máxima registrada del sistema que se considera en el cálculo (...)”. Nuestra comprensión es que esa información no está disponible en fuentes públicas.
- Los cálculos regulatorios de remuneración por el uso de redes no parecen tener un correlato directo en la determinación del Pliego Tarifario de UTE para los clientes regulados. Históricamente, los **cargos por el uso de redes han estado parcialmente “energizados”** (en el sentido de que se incorporan parcialmente al cobro de la energía, en lugar de estar individualizados como un costo fijo por potencia contratada).

Las remuneraciones regulatorias en dólares actualmente rondan US\$ 300 millones en trasmisión, US\$ 180 millones en subtrasmisión y algo más de US\$ 400 millones en distribución en media tensión.

Remuneración total según la red

Miles de US\$

- Escalas no comparables -



Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

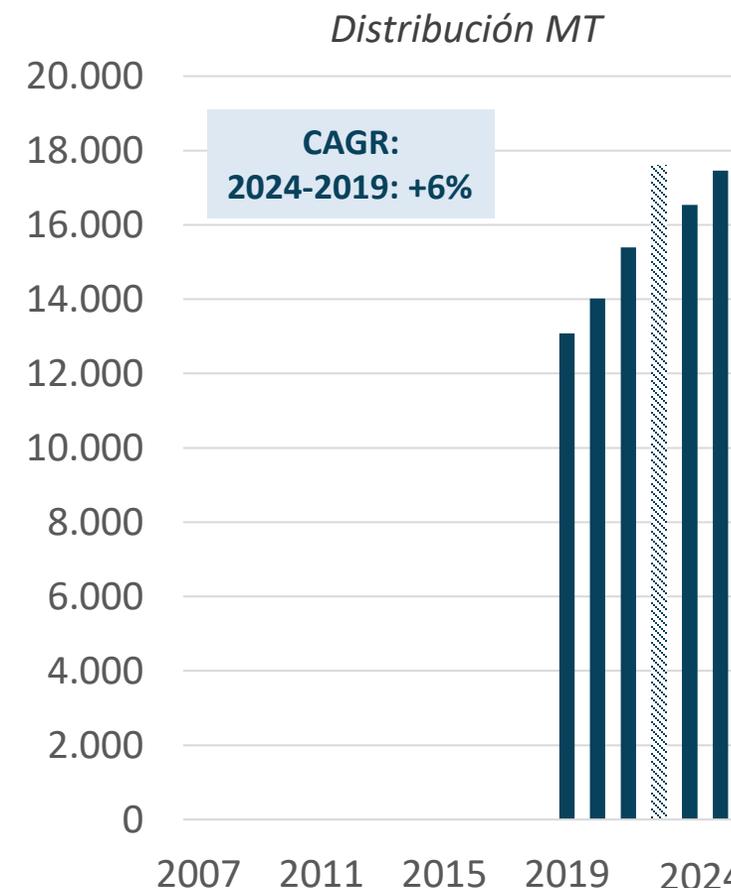
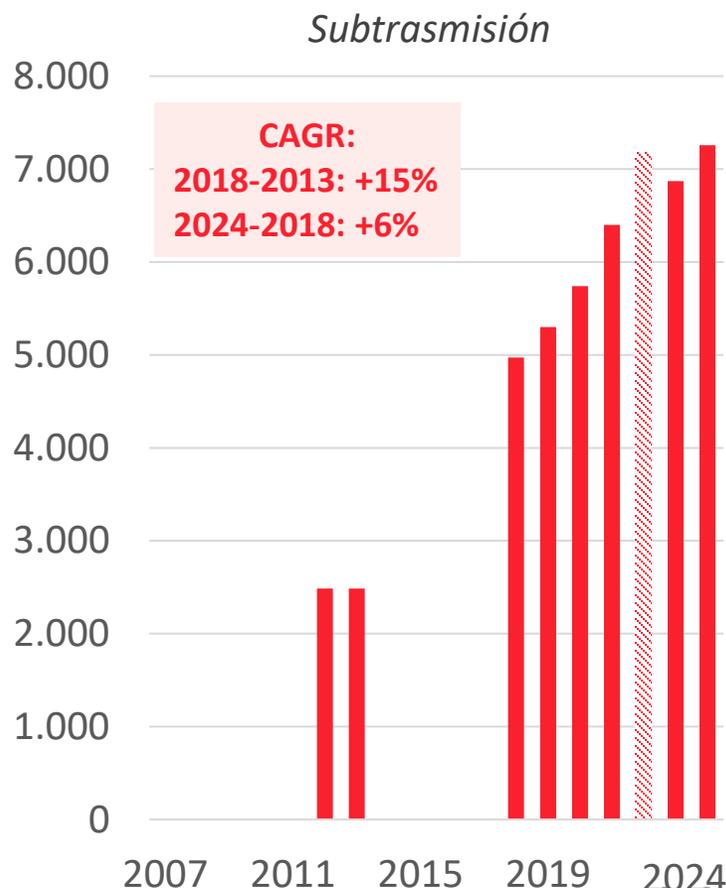
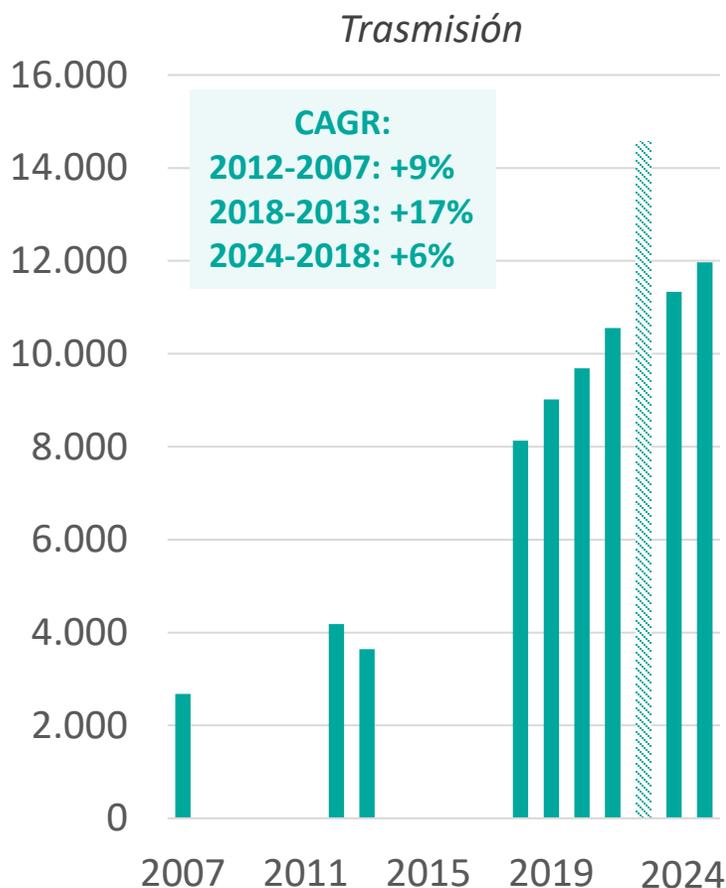
Nota: La remuneración correspondiente a 2022 fue derogada y no se fijó una nueva consistente con los valores de los peajes actualizados.

Parte de las variaciones de los últimos años obedecen a las fluctuaciones cambiarias. Los aumentos más relevantes se dieron entre 2013 y 2018, cuando también ocurrió una expansión significativa de la red.

Remuneración total según la red

Millones de \$ de corrientes

- Escalas no comparables -



Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

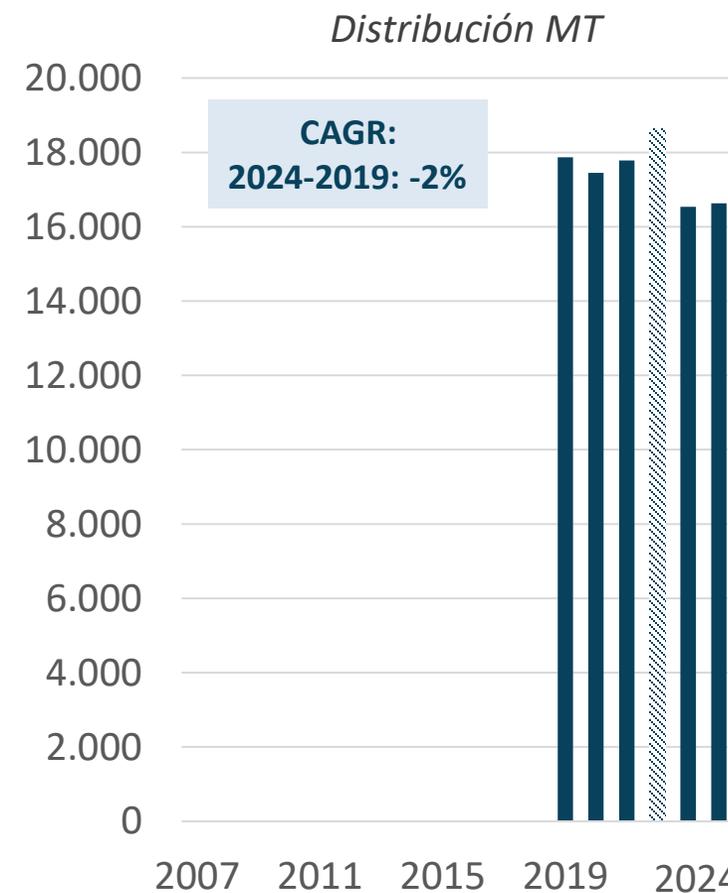
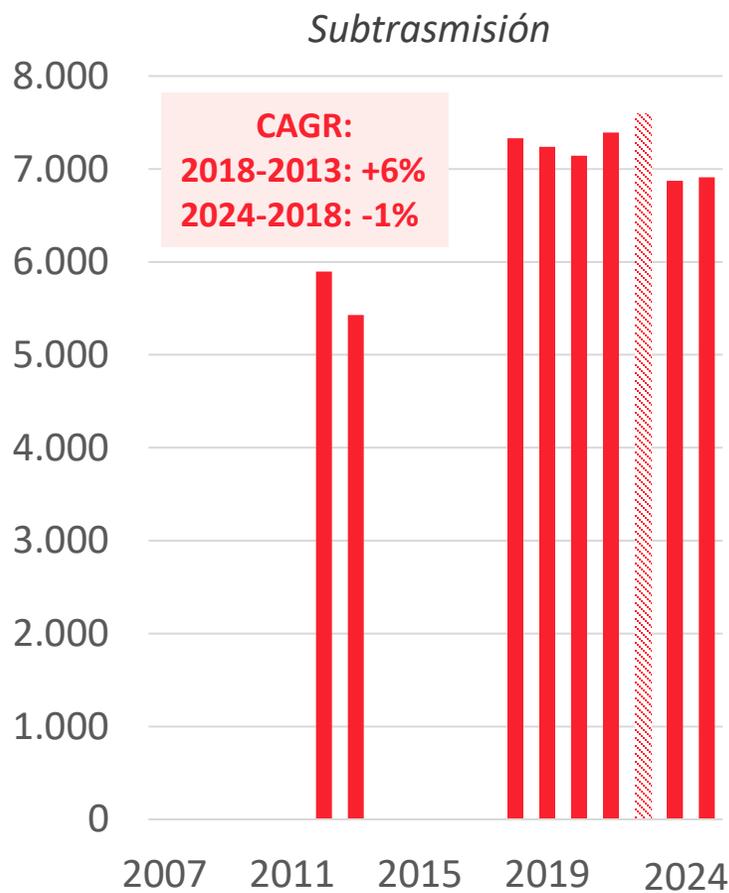
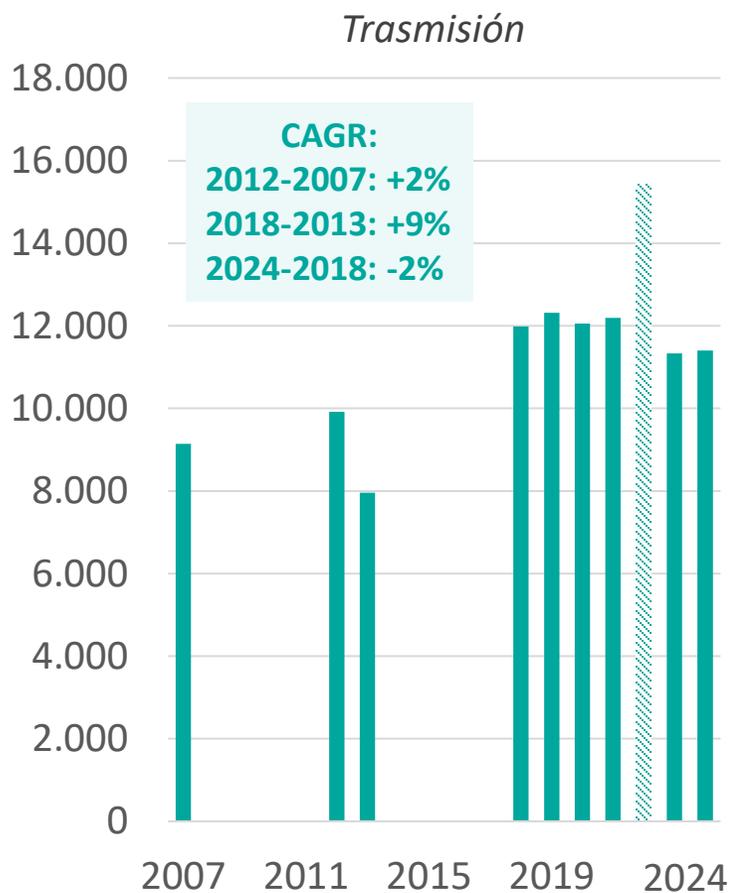
Nota: La remuneración correspondiente a 2022 fue derogada y no se fijó una nueva consistente con los valores de los peajes actualizados.

Si lo medimos en términos reales, entre 2018 y 2024 se registró una caída promedio anual de 2% para las redes de trasmisión y distribución y de 1% para la red de subtrasmisión.

Remuneración total según la red

Millones de \$ de 2023

- Escalas no comparables -



Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Nota: La remuneración correspondiente a 2022 fue derogada y no se fijó una nueva consistente con los valores de los peajes actualizados.

La regulación también establece los mecanismos de asignación para convertir los cálculos de remuneración total de cada red en los cargos por peajes.

Peajes de Trasmisión, Subtrasmisión y Distribución en MT

Peajes de 2023

Peaje para la red de trasmisión		Peaje para la red de subtrasmisión		Peaje para la red de distribución	
<i>Demandas en 500 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 63-31,5 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 22-15-6,4 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>
Cargo Pmax	3,38	Cargo Pcp	10,65	Cargo Pcp	23,29
<i>Demandas en 150 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	Cargo Pcll	7,97	Cargo Pcll	19,57
Cargo Pp	8,20	Cargo Pcv	1,37	Cargo Pcv	4,58
Cargo (Pfp-Pp)	4,51	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>	<i>CEMT</i>	<i>USD/kWh</i>
<i>Exportaciones ocasionales</i>	<i>USD/MWh</i>	Cargo fijo	160,18	CEMT	0,01
Exportaciones en 500 kV	4,63			<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>
Exportaciones en 150 kV	11,24			Cargo fijo	129,87

Fuente: Decreto N° 17/024.

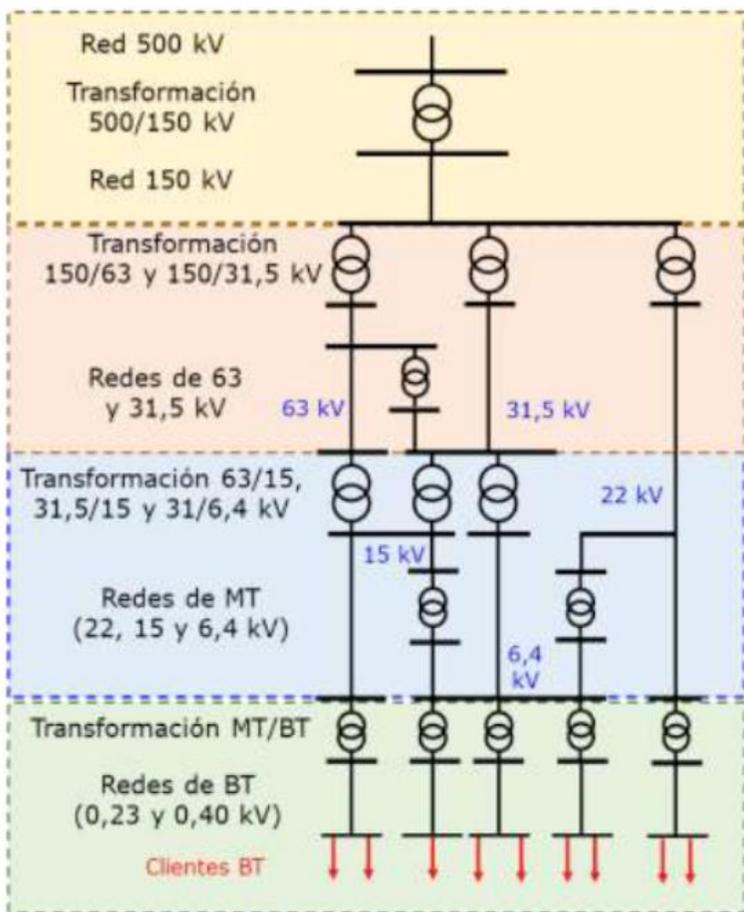
Peajes de 2024

Peaje para la red de trasmisión		Peaje para la red de subtrasmisión		Peaje para la red de distribución	
<i>Demandas en 500 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 63-31,5 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	<i>Demandas en 22-15-6,4 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>
Cargo Pmax	3,50	Cargo Pcp	11,01	Cargo Pcp	24,07
<i>Demandas en 150 kV</i>	<i>USD/kW.mes</i>	Cargo Pcll	8,24	Cargo Pcll	20,23
Cargo Pp	8,48	Cargo Pcv	1,41	Cargo Pcv	4,73
Cargo (Pfp-Pp)	4,66	<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>	<i>CEMT</i>	<i>USD/kWh</i>
<i>Exportaciones ocasionales</i>	<i>USD/MWh</i>	Cargo fijo	165,55	CEMT	0,01
Exportaciones en 500 kV	4,79			<i>Cargo fijo</i>	<i>USD mes</i>
Exportaciones en 150 kV	11,61			Cargo fijo	134,22

Fuente: Informe N° 27/024 de la URSEA.

Dado que UTE debe invertir en transformadores y subestaciones para disminuir la tensión, el costo de capital en las redes de menor tensión (distribución) es mayor que en las redes de alta tensión.

Estructura de los cargos de redes



TRASMISIÓN

Cargos de transmisión

SUBTRASMISIÓN

Cargos de subtransmisión

DISTRIBUCIÓN MT

Cargos de distribución MT

DISTRIBUCIÓN BT

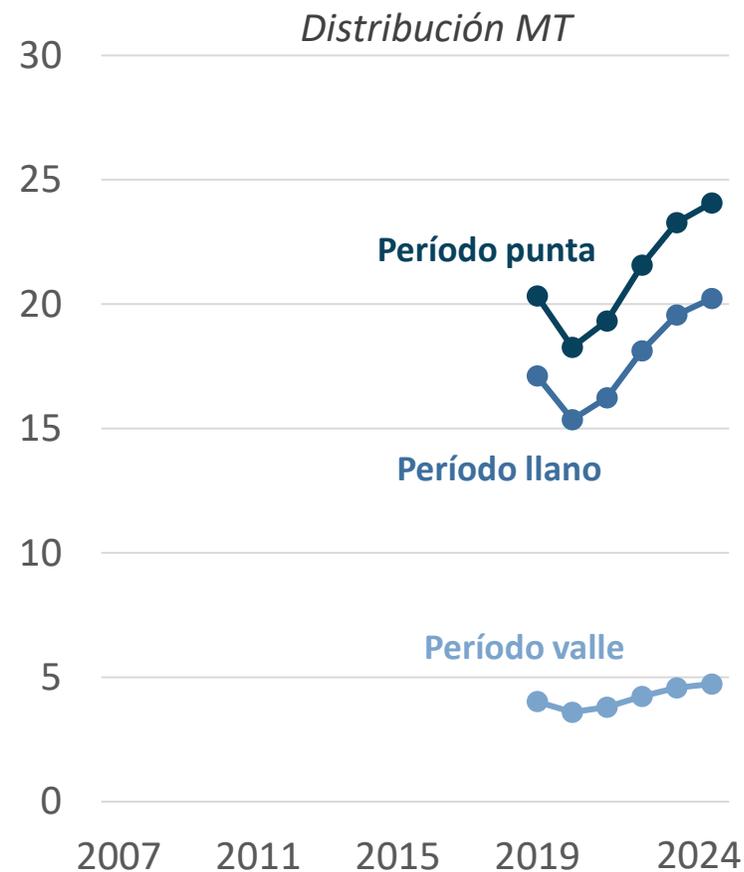
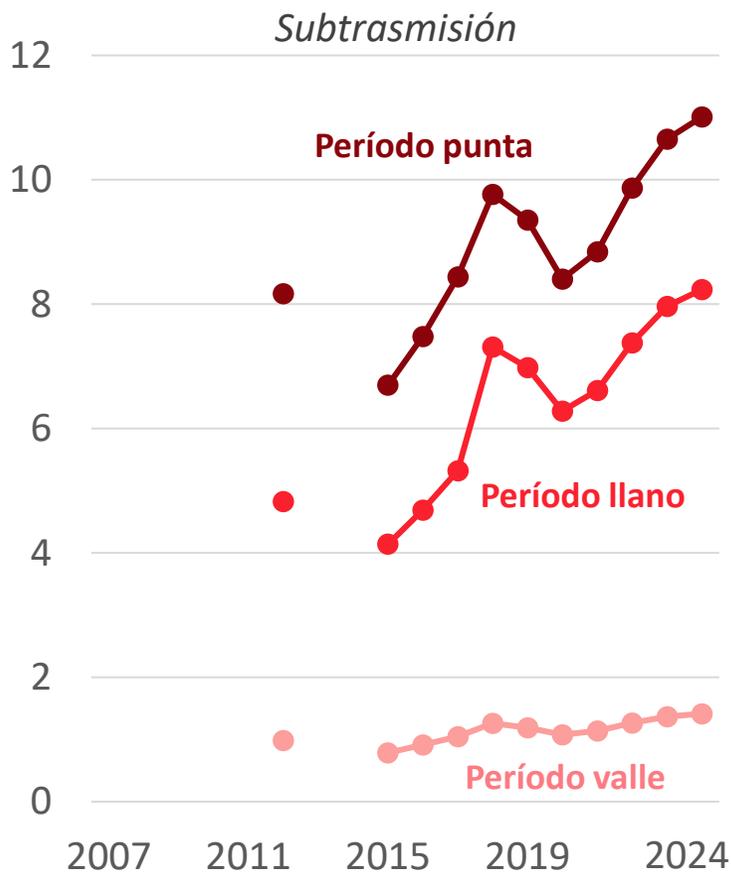
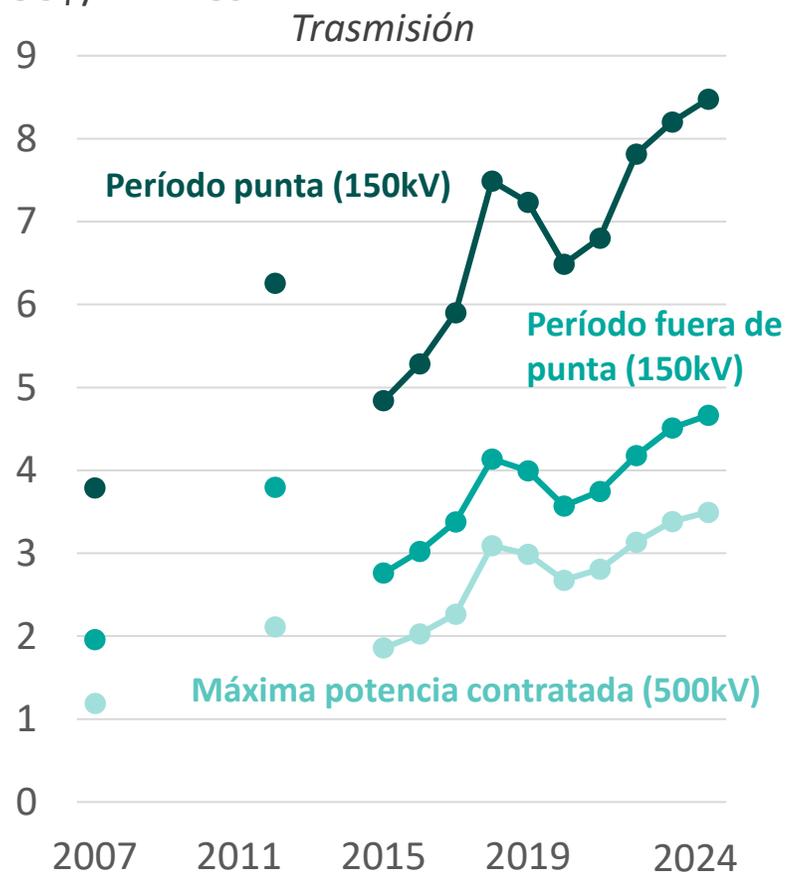
Cargos de distribución BT

Los cargos por peajes medidos en dólares tendieron a aumentar en los tres tipos de redes, salvo por el período entre 2018 y 2020.

Costo de los peajes según la red

US\$/kw.mes

- Escalas no comparables -



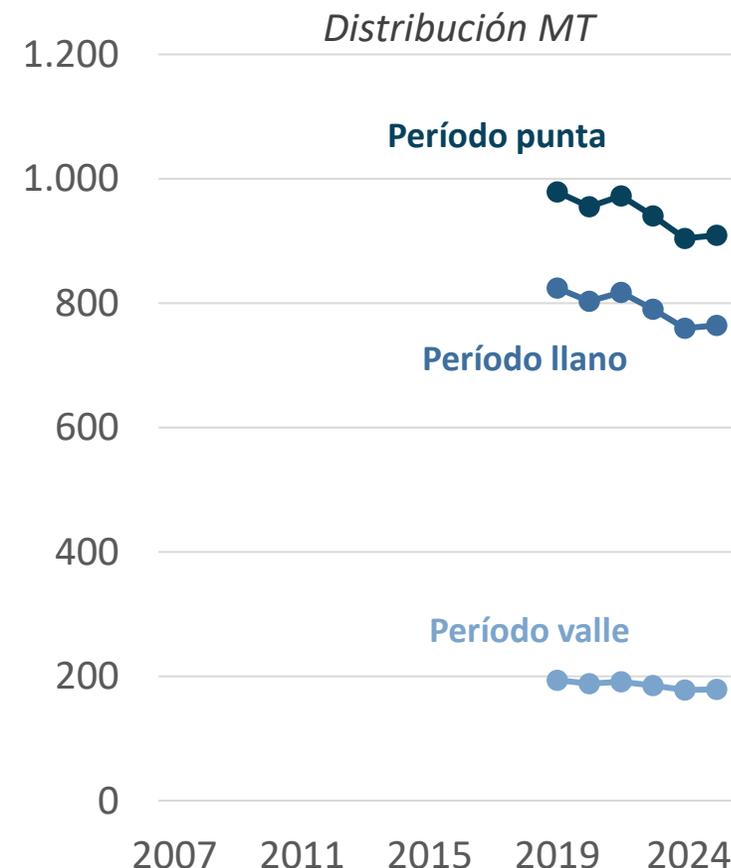
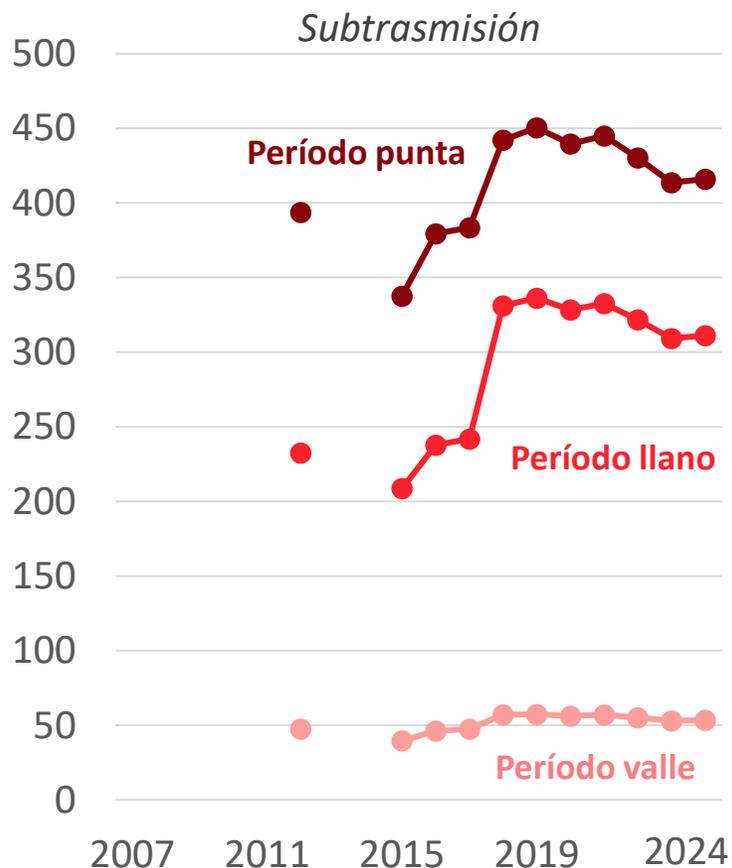
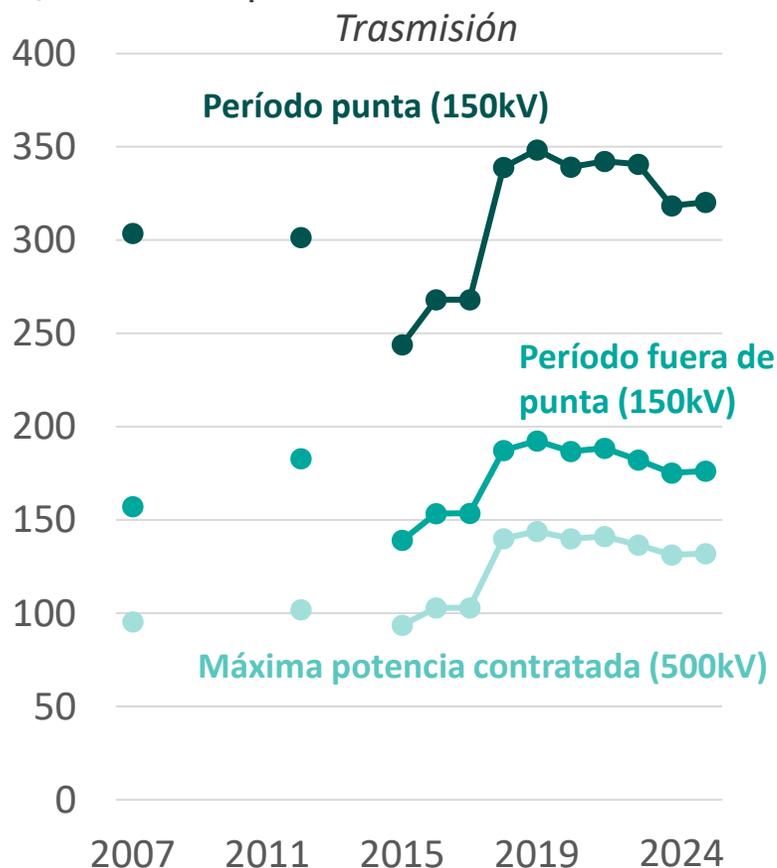
Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Nota: Los peajes originales correspondientes al año 2022 que surgían de la actualización de la paramétrica fueron derogados por entenderse que era excesivamente elevados, fijándose unos nuevos peajes por decreto con un costo inferior a los originales. En los gráficos se incluye únicamente el nivel revisado.

Sin embargo, al igual que lo marcado para la remuneración total, parte de esta evolución se debe a las fluctuaciones cambiarias. Medidos en términos reales, los peajes bajaron en los últimos seis años.

Costo de los peajes según la red

\$/kw.mes a precios de 2023



- Escalas no comparables -

Fuente: Elaboración propia en base a decretos.

Nota: Los peajes originales correspondientes al año 2022 que surgían de la actualización de la paramétrica fueron derogados por entenderse que era excesivamente elevados, fijándose unos nuevos peajes por decreto con un costo inferior a los originales. En los gráficos se incluye únicamente el nivel revisado.



Contenido

- Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo
- Claves regulatorias en materia económico-financiera
- Implementación práctica del marco regulatorio
- ¿Son caros los peajes?
- Comentarios finales

En el informe abordamos el análisis desde dos perspectivas complementarias:

Remuneraciones regulatorias vs Costos efectivos de UTE

- El Poder Ejecutivo establece por decreto las **remuneraciones regulatorias** para las redes de Trasmisión, Subtrasmisión y Distribución en Media Tensión.
- Hasta el momento no existen decretos referidos a la Distribución en Baja Tensión.
- Son remuneraciones fictas, pero los peajes justamente son calculados con un modelo de distribución de dichas remuneraciones.
- Los costos surgen de la **contabilidad regulatoria** de UTE, que no solo comprende los costos directos, sino que también asigna una cuota parte de costos indirectos, de dirección y servicios corporativos.

Tarifas de peaje vs Costo de suscriptores de UTE

- 5 casos prototípicos proporcionados por AUGPEE.
- En base a las características de tensión, tipo de tarifa, consumo y potencia contratada de cada caso, **se procedió a aplicar el tarifario de UTE para calcular el costo total de la energía de cada uno de estos clientes en el mercado regulado.**
- El **costo total surge de sumar el costo de la energía** (que depende de los MWh consumidos en cada franja horaria), **los costos por potencia contratada** (que dependen de los kW contratados en los distintos tramos horarios) **y del cargo fijo que establece UTE para cada tipo de cliente.**
- Se compararon dichos costos **con los cargos por peaje correspondientes a cada tipo de nivel de tensión.**

El marco regulatorio establece que las empresas que realicen más de una actividad tienen que presentar resultados de gestión separados de las actividades de generación, transmisión y distribución.

- La URSEA aprobó en 2008 el “Reglamento de Suministro de Información Contable con Fines Regulatorios del Sector Eléctrico” (R.S.I.C.S.E.).
- El reglamento establece que esta información complementaria debe estar conciliada con la información contable de base y que debe prepararse aplicando la metodología de Costeo Basado en Actividades (“**Costeo ABC**”).
- También contiene anexos detallados sobre cómo debe exponerse la información de ingresos y costos de la contabilidad regulatoria. Dichos anexos prevén la **apertura de la información entre cinco grandes actividades:**

Generación | Comercialización mayorista | **Trasmisión** | **Distribución y comercial** | Otras actividades

- Por tanto, el reglamento **no impone una obligación de separar ingresos y costos de la actividad de distribución respecto a aquellos relativos a comercialización**. Ello probablemente obedece a que los distribuidores prestan simultáneamente el servicio de redes y el servicio de comercialización a consumidores regulados. Sin embargo, a los efectos de este trabajo, implica que **no se dispone de estimaciones individuales de costos de distribución salvo para algunos años** en los que los anexos distinguieron ambas actividades.

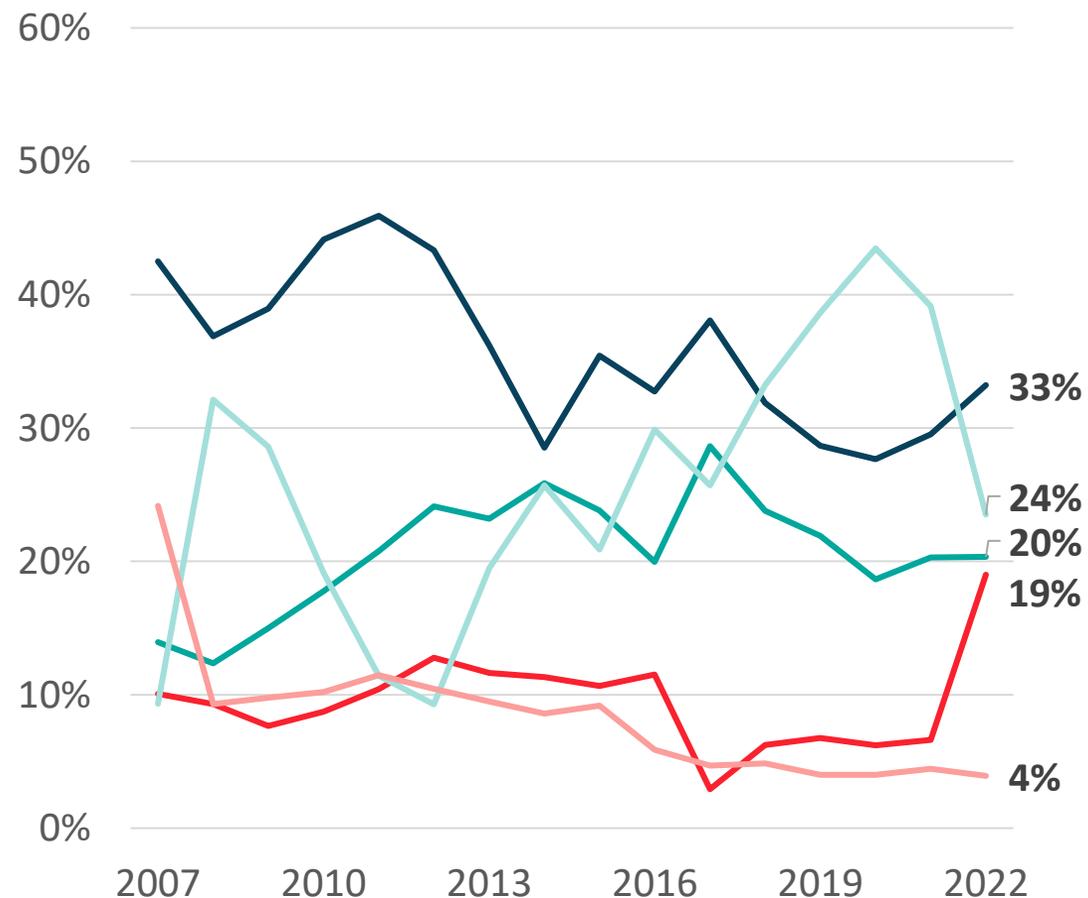
Los costos asignados a trasmisión suman casi US\$ 200 millones. Las amortizaciones y depreciaciones han sido tradicionalmente el principal componente, pero los costos indirectos tienen un peso relevante.

Costos asignados a Trasmisión

Contabilidad regulatoria - en millones de dólares



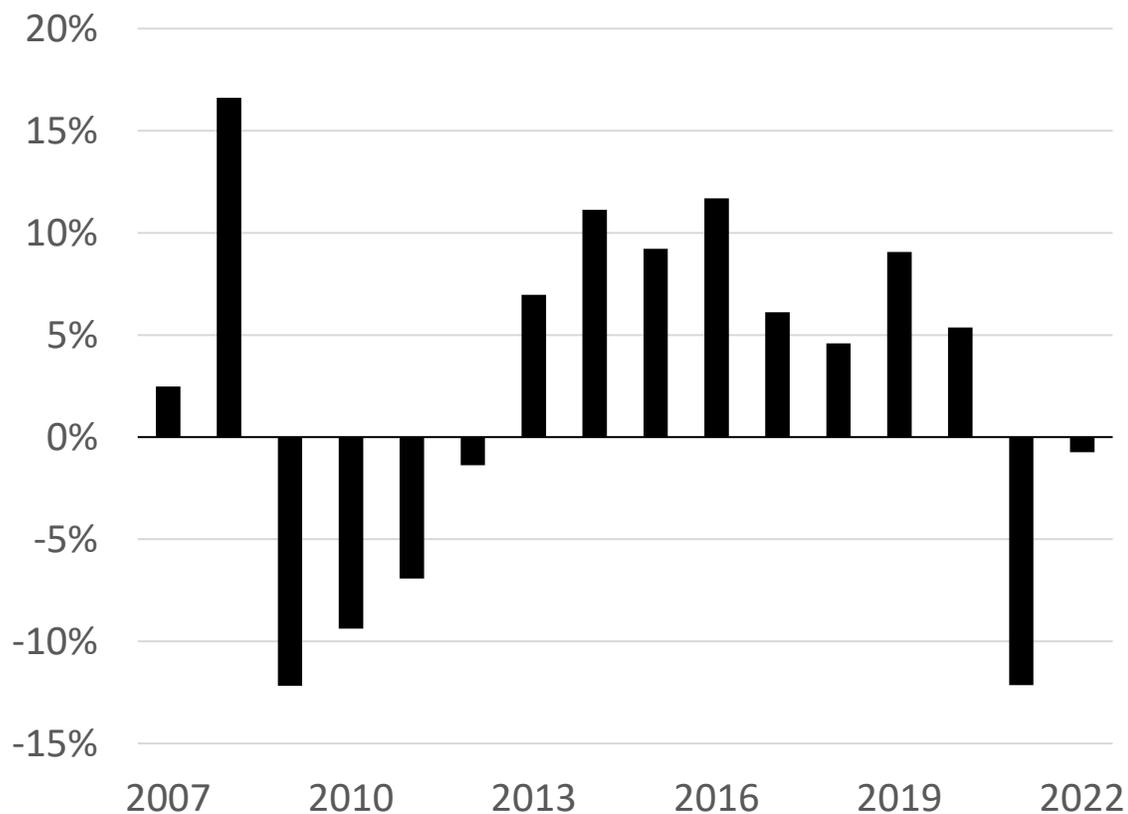
Peso relativo de costos asignados a Trasmisión



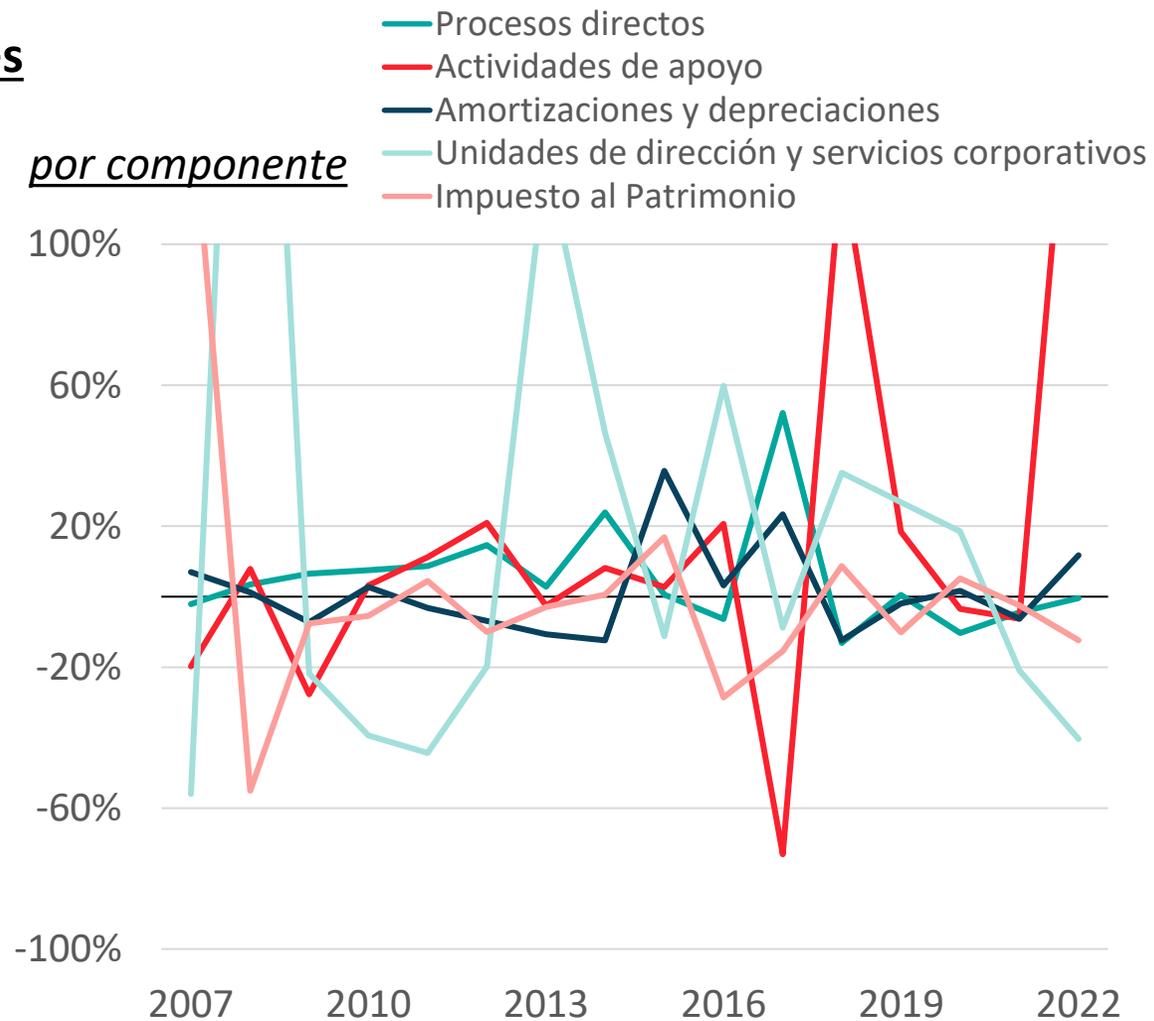
En los dos últimos años con datos los costos cayeron, pero la alta volatilidad de los componentes (sobre todo de los que surgen de imputaciones indirectas) dificulta la interpretación de los movimientos.

Variación de los costos de transmisión en términos reales

Total



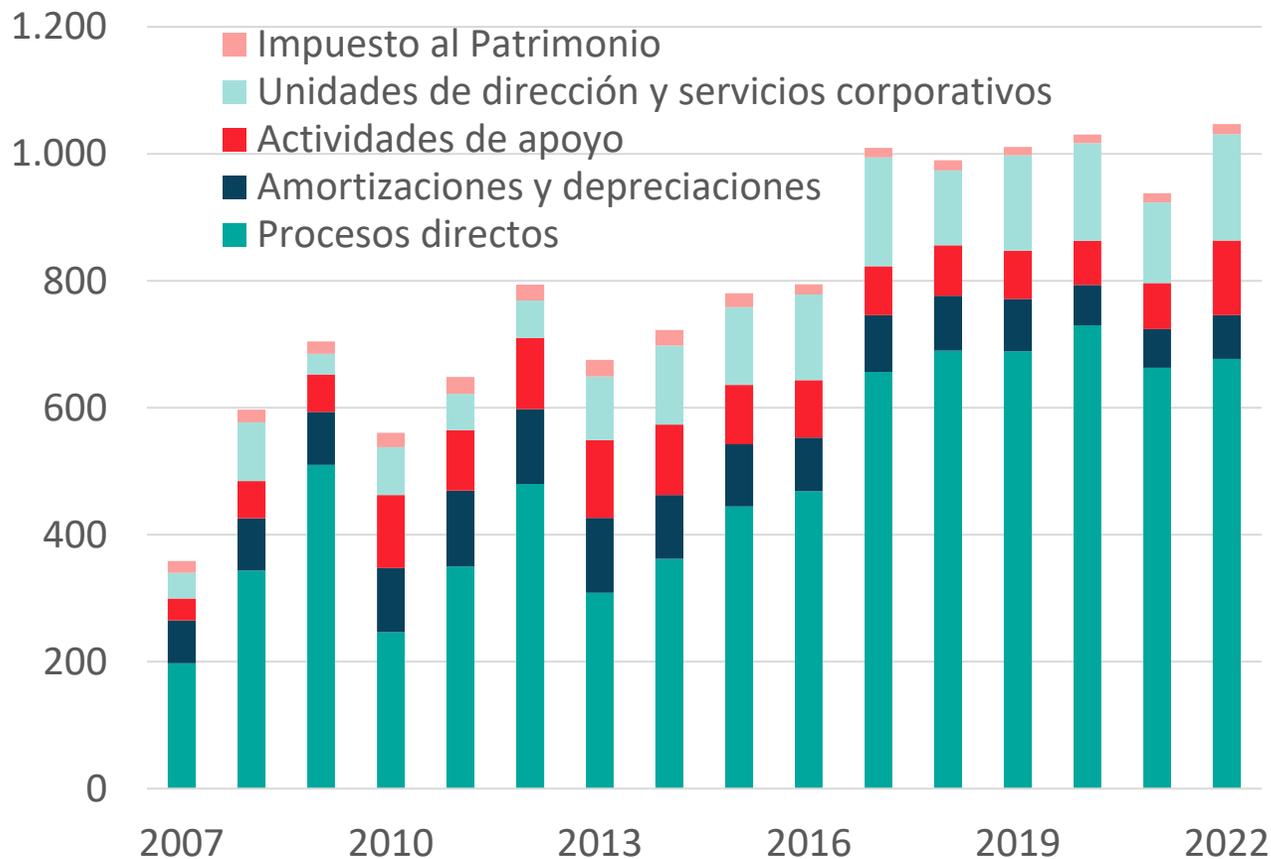
por componente



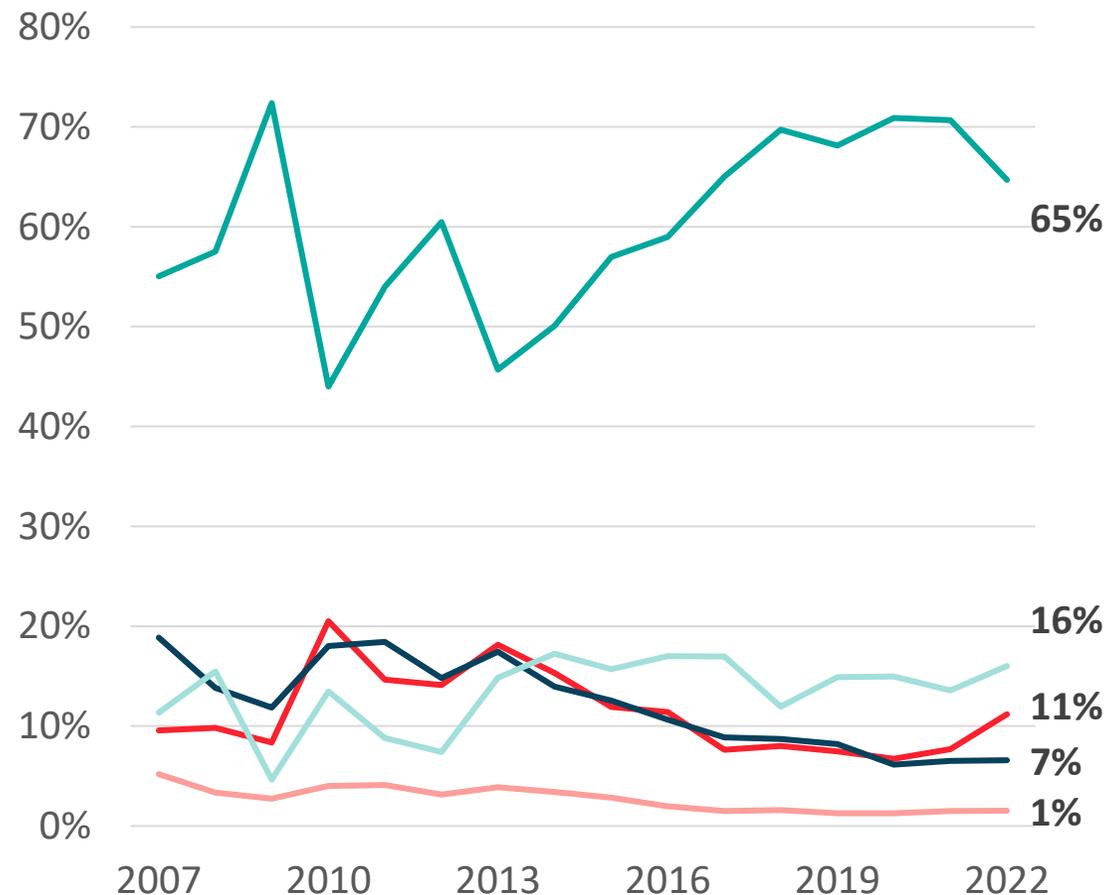
Los costos asignados a distribución y comercial son de algo más de US\$ 1.000 millones. Los procesos directos tienen una incidencia relativa mucho mayor que en trasmisión.

Costos asignados a Distribución y Comercial

Contabilidad regulatoria - en millones de dólares



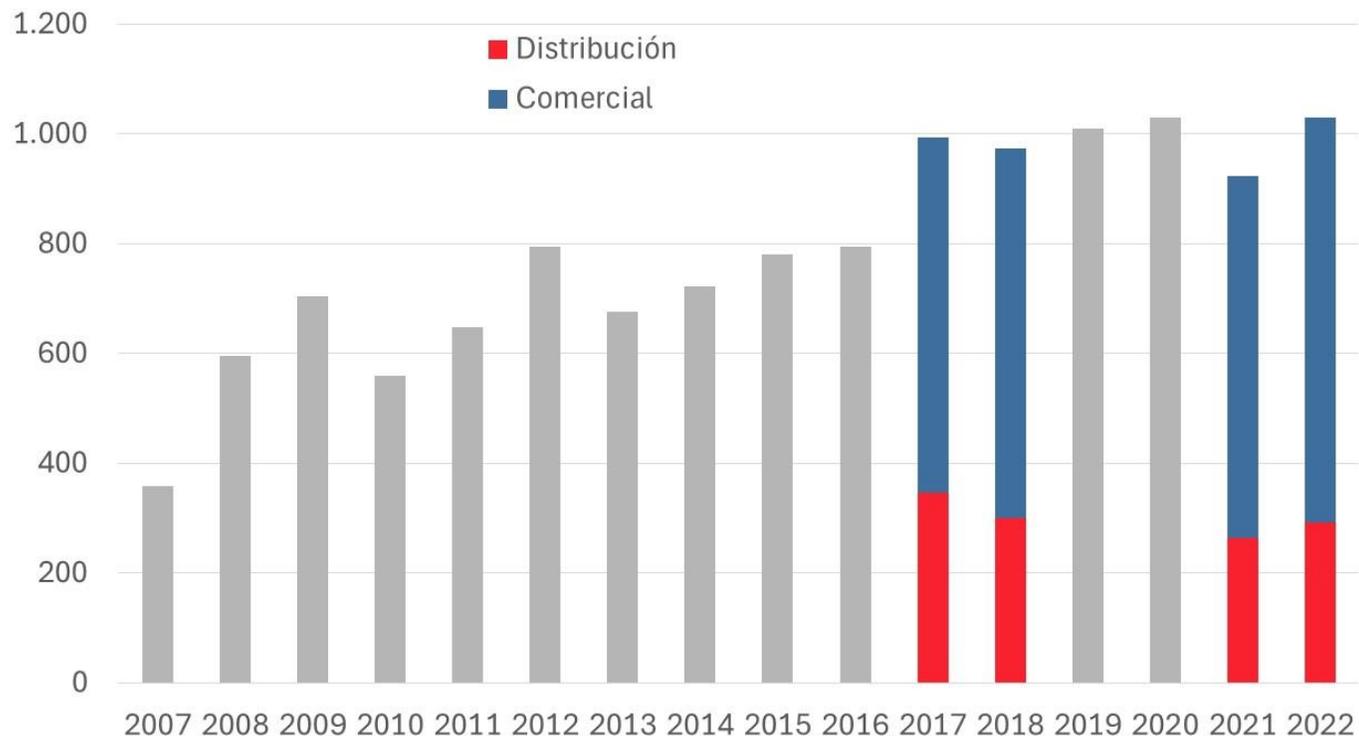
Peso relativo de costos asignados a Distribución



Sin embargo, en los años con información abierta es posible observar que los costos de distribución rondan los US\$ 300 millones y que en ellos también hay una incidencia relevante de costos indirectos.

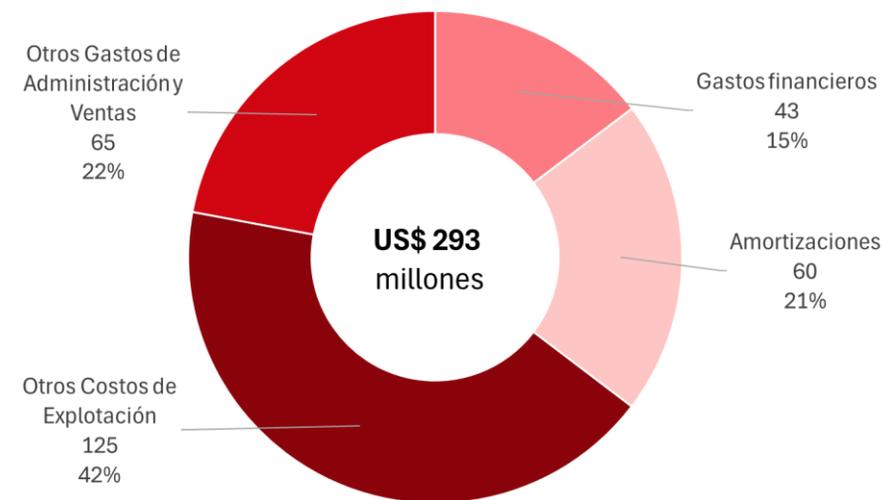
Costos asignados a Distribución y Comercial | Contabilidad regulatoria

en millones de dólares



Costos de distribución 2022

en millones de US\$, sin Impuesto al Patrimonio



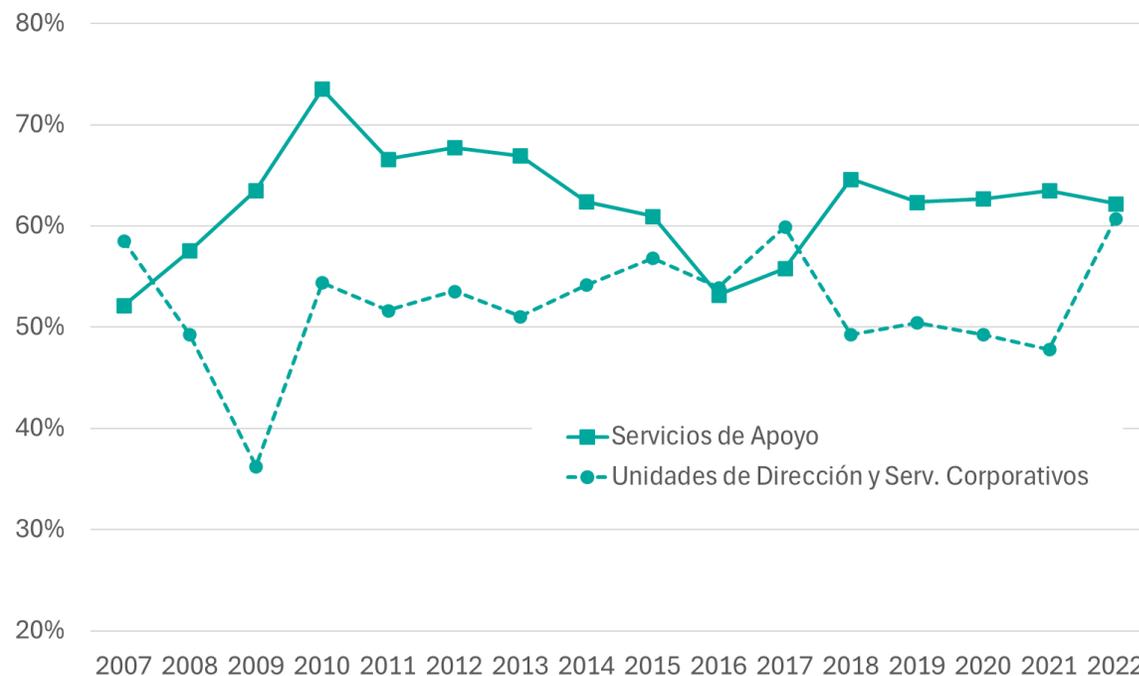
En los últimos diez años, el total de los gastos asociados a servicios de apoyo y a las unidades corporativas y de administración de UTE osciló entre US\$ 360 millones y US\$ 460 millones.

- Más allá de las fluctuaciones que pueden tener los costos totales cada año, es importante notar que su distribución entre actividades ha ido variando a través de los años. Eso es **potencialmente problemático a la hora de concluir sobre los resultados de las actividades a lo largo del tiempo.**

Cuota de Trasmisión en costos totales distribuidos por actividad



Cuota de Dist. y Comercial en costos totales distribuidos por actividad



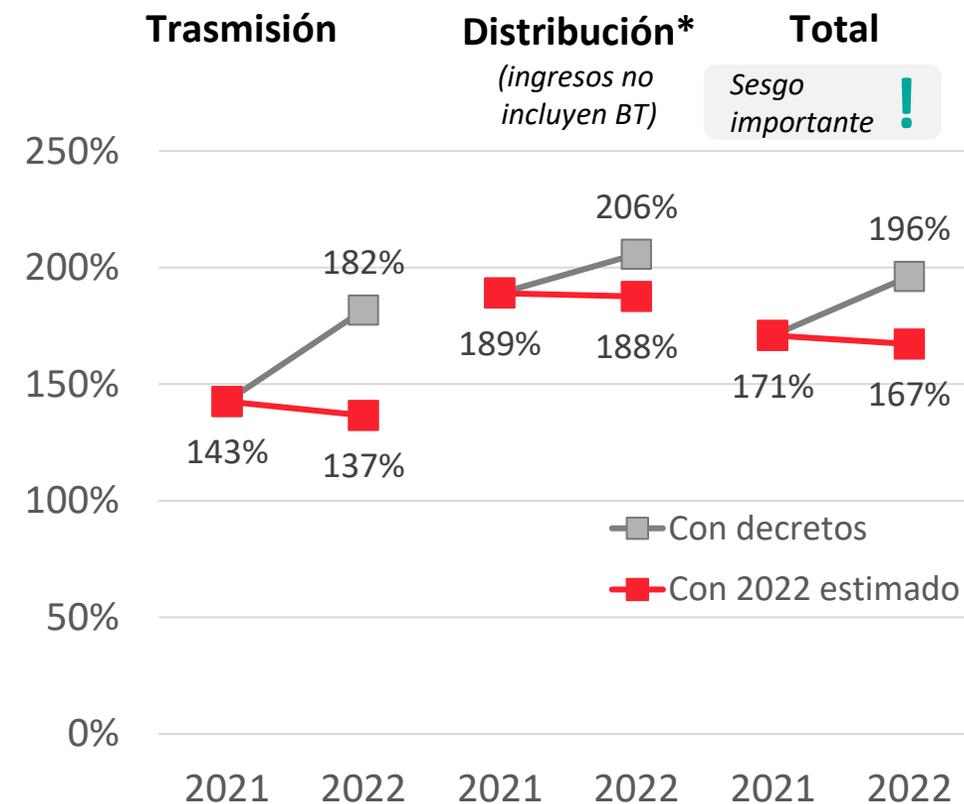
Fuente: Elaboración propia en base a Contabilidad Regulatoria de UTE, años 2007-2022.

Aún considerando el total de dichos costos indirectos asignados, la remuneración regulatoria de las redes excede con creces los costos incurridos por UTE para llevar adelante las distintas actividades.

Comparación de remuneración regulatoria y costos asignados a Trasmisión y Distribución

	mill \$			eq. mill US\$		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Remuneración s/decretos						
Trasmisión	10.553	14.563	11.333	242	354	292
Distribución						
Subtrasmisión	6.399	7.175	6.872	147	174	177
Distribución MT	15.396	17.602	16.535	354	428	426
Total	32.348	39.341	34.739	743	956	895
Costos s/contabilidad regulatoria antes de impuestos						
Trasmisión	7.400	8.013	--	170	195	--
Distribución	11.533	12.044	--	265	293	--
Total	18.932	20.057	--	435	487	--
Remuneración regulatoria / Costos antes de impuestos						
Trasmisión	143%	182%	--	143%	182%	--
Distribución	189%	206%	--	189%	206%	--
Total	171%	196%	--	171%	196%	--

Remuneración regulatoria / Costos sin impuestos por red



Fuente: Elaboración propia en base a decretos y Contabilidad Regulatoria de UTE. Las cifras originales en pesos uruguayos fueron convertidas al tipo de cambio promedio de cada año.

Nota: Las cifras de 2022 se corresponden con peajes que luego fueron modificados a la baja, sin que se revisara por decreto esa remuneración regulatoria total. Por esa razón están sombreadas en la tabla. Las líneas rojas del gráfico procuran corregir la distorsión, tomando para 2022 la semisuma de las remuneraciones regulatorias de 2021 y 2023 y recalculando la relación remuneración regulatoria / costos con esas cifras.

Algunas reflexiones adicionales...

- Lo anterior es un resultado esperable dada la metodología empleada, ya que la fijación de la remuneración regulatoria parte de considerar anualidades de un valor nuevo de reposición de la infraestructura, mientras que la **contabilidad de UTE recoge cargos de amortización de una infraestructura con extensa vida útil y valuada a costo histórico**.
- También podría haber diferencias en los costos efectivos de operación y mantenimiento en relación a los considerados en el cálculo regulatorio (en función de *benchmarks* internacionales), pero no contamos con información al respecto para concluir si **parte de las diferencias pueden obedecer a los cargos de OPEX**.
- Siendo actividades intensivas en capital, correspondería complementar el análisis anterior con una evaluación de qué nivel de **rentabilidad** arroja la remuneración regulatoria en relación al valor de las inversiones requeridas para llevar adelante estos servicios.
- Sin embargo, en la información públicamente disponible **no contamos con elementos suficientes ni para evaluar la inversión "requerida"** (que eventualmente podría diferir de la efectivamente desplegada en los últimos años por UTE) **ni para valorar la infraestructura más allá del costo histórico recogido en los estados financieros de UTE**.
- A nuestro juicio, sería valioso que URSEA hiciese públicos ese tipo de análisis, que seguramente forman parte de los estudios considerados en los períodos de revisión regulatoria de las remuneraciones.

Para complementar el análisis se tomaron cinco casos prototípicos proporcionados por AUGPEE y se comparó el valor de los peajes con los costos de los suscriptores de UTE en el mercado regulado.

Características de los casos tipo analizados

Consumidor	Tarifa	Tensión	Consumo anual (MWh)	Consumo punta (MWh)	Consumo llano (MWh)	Consumo valle (MWh)	Potencia contratada Punta (kW)	Potencia contratada llano (kW)	Potencia contratada Valle (kW)	FC(%)
Caso 1: Industria metalúrgica	GC2	6,4 kV	7.719	719	4.394	2.606	1.500	2.350	2.350	37%
Caso 2: Fábrica de cementos	GC2	6,4 kV	20.808	2.101	13.013	5.694	5.500	5.500	5.500	43%
Caso 3: Industria agrícola	GC2	15 kV	9.650	1.602	4.942	3.106	3.000	3.000	3.000	37%
Caso 4: Industria frigorífica	GC3	31.5kV	15.195	2.207	8.994	3.995	2.400	3.001	3.001	58%
Caso 5: Industria	GC5	150kV	47.126	8.011	24.977	14.138	8.000	8.000	8.000	67%

Para los clientes de menor tensión (6,4 kV) el costo por peaje que enfrentarían en el mercado mayorista no solo es mayor a los costos fijos del pliego tarifario de UTE, sino también a los costos totales.

Comparación de costos anuales para casos tipo - cálculos hechos para el año 2023

Cifras en miles de US\$ por año

Caso 1: Industria metalúrgica

Pliego Tarifario de UTE

Cargo fijo	2	0%
Potencia	298	29%
Subtotal costos fijos	300	29%
Energía	727	71%
Total	1.027	100%

Mercado mayorista

Peaje	1.148
Energía	(.)
Peaje / Costos fijos cliente UTE	383%
Peaje / Costo total cliente UTE	112%

Caso 2: Fábrica de cementos

Pliego Tarifario de UTE

Cargo fijo	2	0%
Potencia	850	29%
Subtotal costos fijos	853	30%
Energía	2.032	70%
Total	2.884	100%

Mercado mayorista

Peaje	3.257
Energía	(.)
Peaje / Costos fijos cliente UTE	382%
Peaje / Costo total cliente UTE	113%

A medida que aumenta el nivel de tensión contratada se reduce la brecha de precios entre los suscriptores de UTE en el mercado regulado y los clientes del mercado mayorista.

Comparación de costos anuales para casos tipo - cálculos hechos para el año 2023

Cifras en miles de US\$ por año

Caso 3: Industria agrícola

Pliego Tarifario de UTE

Cargo fijo	2	0%
Potencia	464	32%
Subtotal costos fijos	466	32%
Energía	984	68%
Total	1.450	100%

Mercado mayorista

Peaje	1.767
Energía	(.)
Peaje / Costos fijos cliente UTE	379%
Peaje / Costo total cliente UTE	122%

Caso 4: Industria Frigorífica

Pliego Tarifario de UTE

Cargo fijo	4	0%
Potencia	355	20%
Subtotal costos fijos	359	21%
Energía	1.376	79%
Total	1.734	100%

Mercado mayorista

Peaje	645
Energía	(.)
Peaje / Costos fijos cliente UTE	180%
Peaje / Costo total cliente UTE	37%

De hecho, para niveles de tensión de 150kV (red de transmisión), el costo de peajes de un cliente libre operando en el mercado mayorista es algo inferior a los costos fijos de ser cliente de UTE con tarifa GC5.

Comparación de costos anuales para casos tipo - cálculos hechos para el año 2023

Cifras en miles de US\$ por año

Caso 5: Industria

Pliego Tarifario de UTE

Cargo fijo	5	0%
Potencia	829	17%
Subtotal costos fijos	834	17%
Energía	4.045	83%
Total	4.879	100%

Mercado mayorista

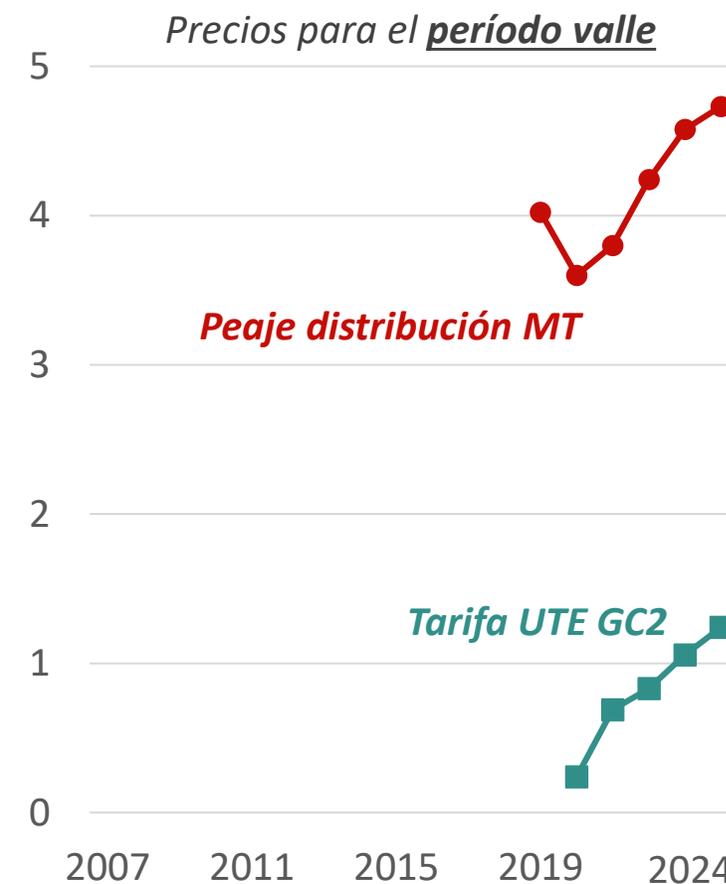
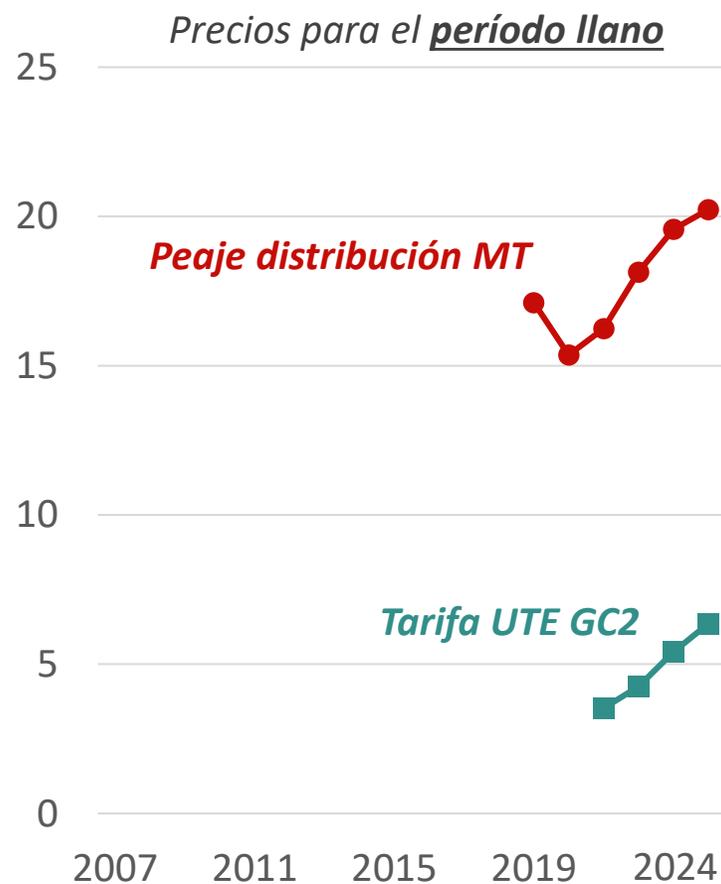
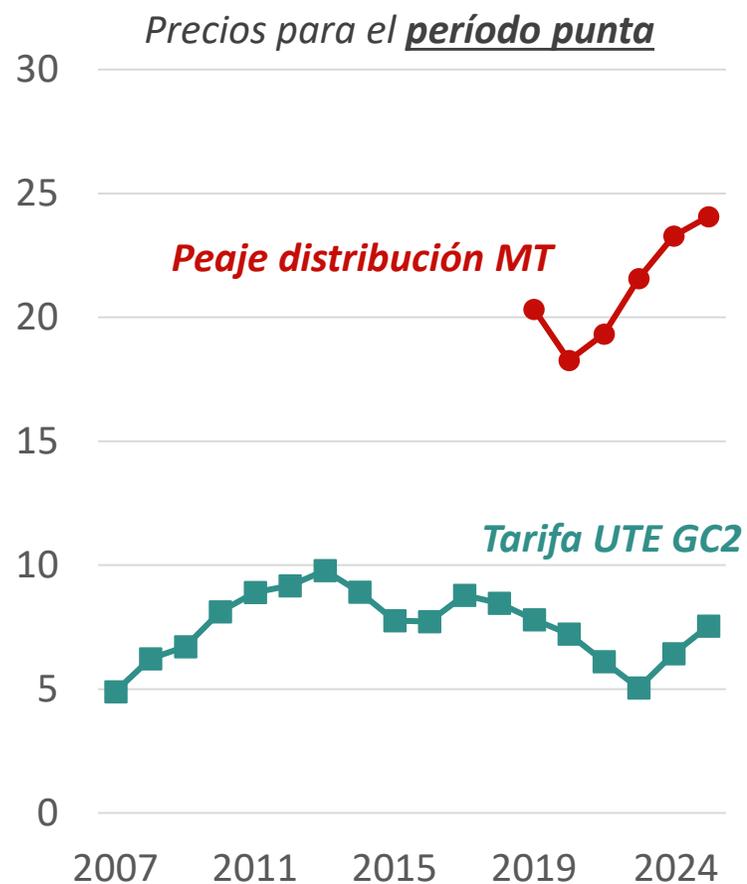
Peaje	787
Energía	(.)
Peaje / Costos fijos cliente UTE	94%
Peaje / Costo total cliente UTE	16%

Los cargos por peajes para la red de distribución en MT han sido sistemáticamente superiores a los cargos por potencia contratada en el pliego tarifario de UTE para clientes GC2 en todos los períodos.

Tarifa UTE GC2 (tensión 6,4-15-22kV) y peaje para la red de distribución MT

- Escalas no comparables -

US\$/kW.mes – Precios para cada período



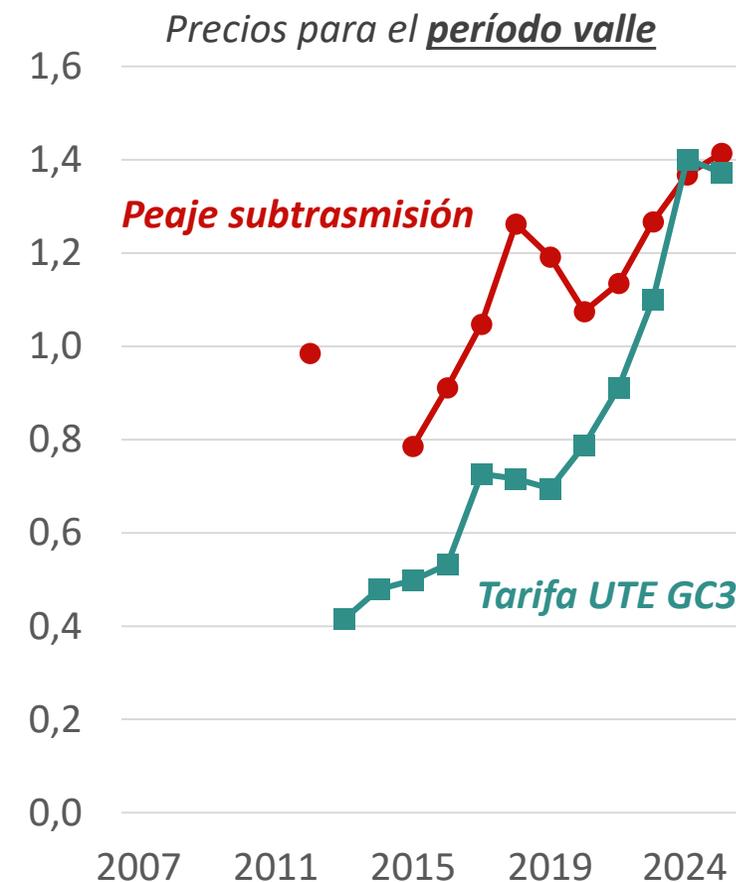
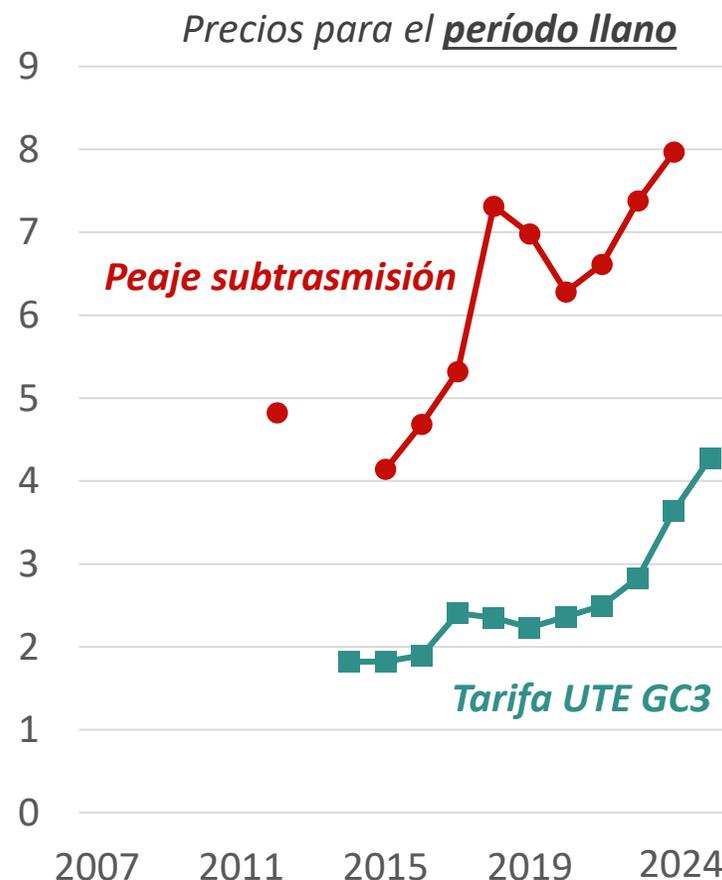
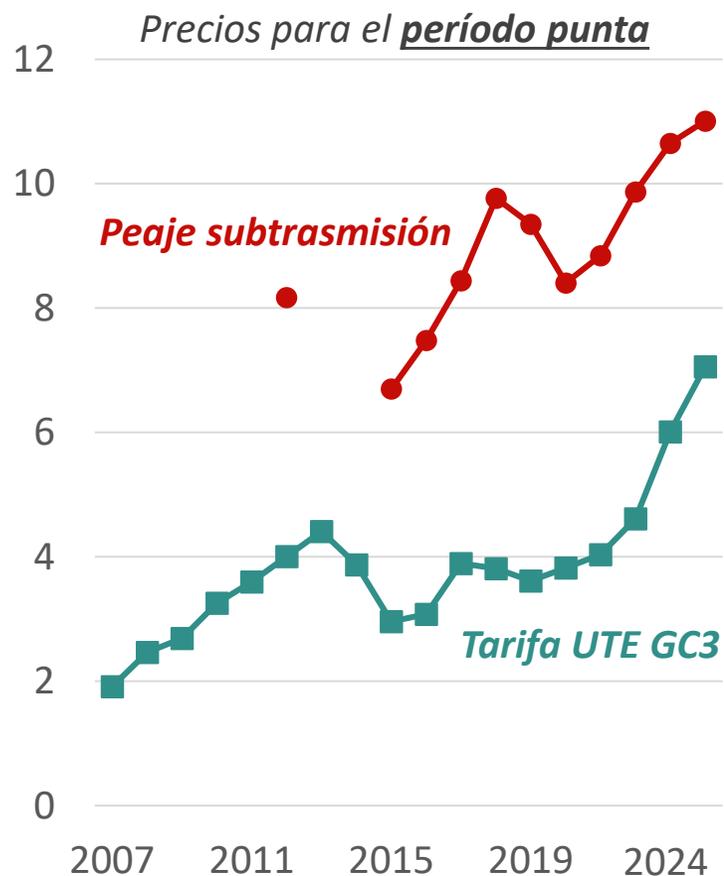
Fuente: Elaboración propia en base a decretos y a precios de las tarifas de UTE. Para los años en los que hubo cambios en el pliego tarifario dentro de un año, se consideró el promedio simple de dichos precios.

Los cargos por potencia contratada para clientes GC3 de UTE (subtrasmisión) en el período valle han tendido a converger con el de los peajes, mientras que para los demás períodos la brecha es significativa.

Tarifa UTE GC3 (tensión 31,5-63kV) y peaje para la red de subtrasmisión

US\$/kW.mes – Precios para cada período

- Escalas no comparables -

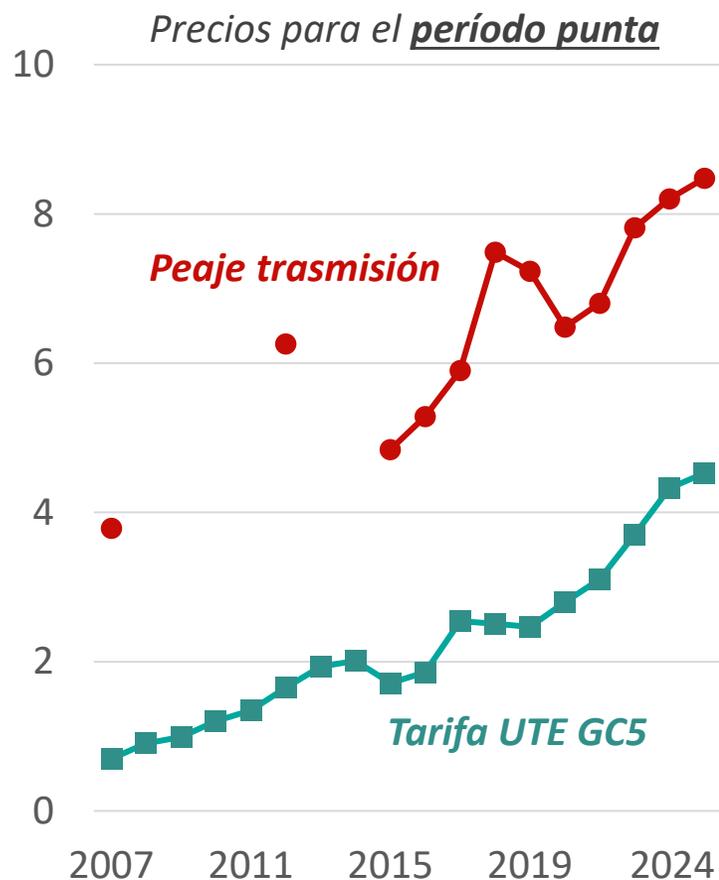


Fuente: Elaboración propia en base a decretos y a precios de las tarifas de UTE. Para los años en los que hubo cambios en el pliego tarifario dentro de un año, se consideró el promedio simple de dichos precios.

Actualmente son muy pocas las empresas que operan con una tensión de 150 kV, pero en estos casos la tarifa de UTE es algo menor a los costos por peaje para la red de transmisión.

Tarifas UTE GC5 (tensión 110-150kV) y peaje para la red de transmisión

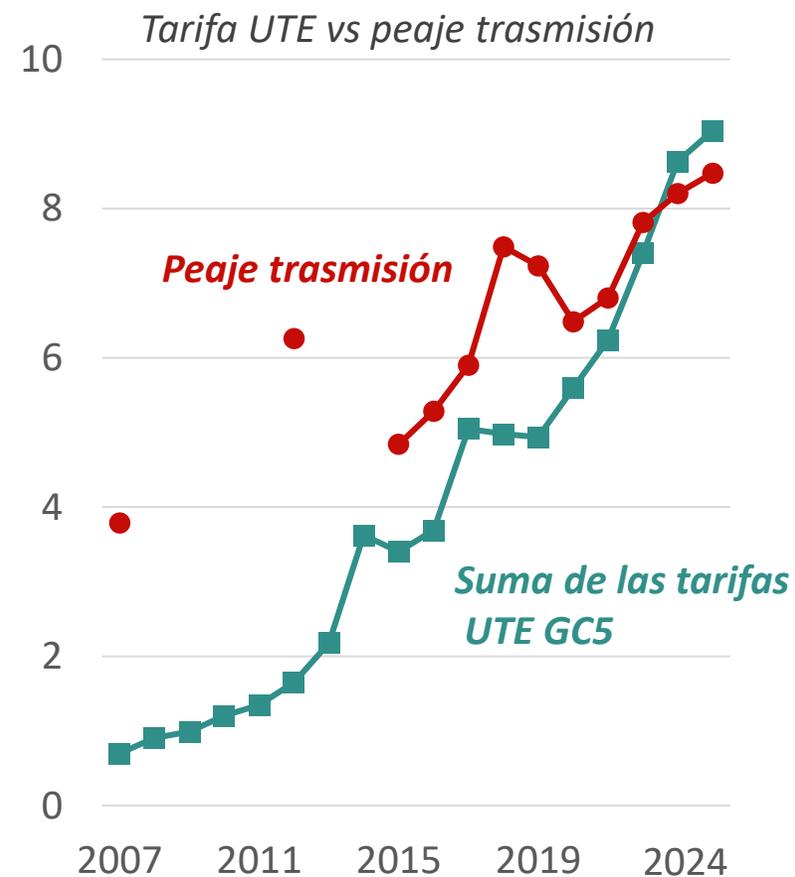
US\$/kW.mes – Precios para cada período



Las tarifas de UTE GC5 para los períodos de valle y de llano no son comparables con los peajes de transmisión, dado que los peajes de transmisión establecen un cargo para punta y un cargo por la diferencia entre la potencia contratada fuera de punta y la potencia contratada en punta. No hay un cargo de peaje para la potencia en valle ni en llano.

El gráfico de la derecha ilustra el caso de una empresa con igual potencia contratada en punta, valle y llano. En ese caso, el peaje correspondiente a $(P_{fp} - P_p)$ sería cero y el costo de operar como Cliente Libre sería el correspondiente al peaje de punta. Para hacer la comparación con el costo de operar como suscriptor de UTE, corresponde **sumar las tarifas de UTE para cada período.**

- Escalas no comparables -





Contenido

- Trasmisión y distribución en el sistema eléctrico uruguayo
- Claves regulatorias en materia económico-financiera
- Implementación práctica del marco regulatorio
- ¿Son caros los peajes?
- **Comentarios finales**

Comentarios finales

- Las tarifas de peajes se derivan de **remuneraciones regulatorias que exceden largamente los costos efectivos** de UTE y resultan en cargos por el uso de las redes para los participantes del mercado mayorista superiores a los que enfrentan los actores que contratan la energía a través de UTE, salvo para los niveles de tensión de transmisión.
- Este resultado parece contrario al espíritu de la regulación y, dada la magnitud de las diferencias, seguramente opera como **inhibidor para el desarrollo del mercado mayorista de energía eléctrica**.
- La fijación de las tarifas de peaje y la forma en el que el pliego tarifario de UTE recoge la aplicación de los criterios regulatorios de la remuneración al uso de redes es un elemento de suma importancia en la coyuntura actual del mercado uruguayo, con una **potencial oportunidad de atracción de inversiones para aprovechar la potencia instalada y la abundante disponibilidad de energía generada a través de fuentes renovables**. También es un elemento relevante a la luz de algunas innovaciones tecnológicas que se observan en el mundo, como la generación distribuida, que convierten a la remuneración por el uso de la infraestructura en un aspecto central del sistema.
- Los criterios de fijación de remuneraciones (VNR, VAST y VADE) tienen como objetivo asegurar incentivos adecuados para la inversión en la red. Sin embargo, a nuestro juicio resulta **importante reflexionar sobre su aplicabilidad en el caso uruguayo** y es oportuno que la URSEA evalúe la pertinencia de considerar otros criterios que también están en uso en otros mercados. En definitiva, si la infraestructura es suficiente en términos de criterios de cantidad y calidad, a nuestro juicio cabe preguntarse si una remuneración basada en un criterio de Valor Nuevo de Reemplazo Amortizado no sería suficiente incentivo para una adecuada inversión en mantenimiento y desarrollo de la red.

Comentarios finales

- Aún sin cambiar los criterios fundamentales de fijación de la remuneración regulatoria, a nuestro juicio igual resulta importante avanzar en una **aplicación cabal del marco regulatorio vigente**, que incluya eventualmente parámetros de eficiencia en las paramétricas de ajuste de precio y que asegure la consistencia entre los peajes y los cargos por uso de las redes que se reflejan en el pliego tarifario de UTE.
- Del trabajo realizado también concluimos que existen **oportunidades de mejora en los criterios de reporte para un mejor aprovechamiento de la contabilidad regulatoria**. La apertura completa de la información para el conglomerado “distribución y comercial” es una pieza clave de esa agenda.
- Por otro lado, un esquema de fijación de peajes que se deriva de una remuneración al capital invertido pone la mesa la cuestión de **cómo asegurar que las decisiones de expansión de la red sean adecuadas y de qué mecanismos se requieren para asegurar el balance de costos y beneficios en un “óptimo social”**. A nuestro juicio, es importante que Uruguay avance en la explicitación pública de esos criterios.
- El mecanismo de asignación de la remuneración total de la red a cargos por uso reviste varias complejidades desde el punto de vista económico. Por ejemplo, las líneas en general están sobredimensionadas y los correspondientes costos deben socializarse, pero no es trivial determinar si esa asignación debe ser por potencia, por consumo o por otros criterios. También hay que incorporar las pérdidas, que dependen a su vez de la ubicación de generadores y consumidores. En el mundo, innovaciones como la generación distribuida y demandas con características diferentes al consumo tradicional (ej. actores dispuestos a regular el consumo en momentos de congestión) han motivado un **creciente refinamiento de los mecanismos de asignación de las remuneraciones de las redes a los cargos por uso**.

EXANTE

ECONOMÍA Y FINANZAS CORPORATIVAS