



Boletín Tarifario – abril 2021

Autor/es:	Cra. Fanny Sandobal Ing. Jorge Caramés Inés Herrera
Fecha creación:	05 de abril de 2021
Fecha modificación:	
Versión:	NN
Documento TT o CC:	AT 46

Contenido

<i>Introducción</i>	1
<i>Pliego tarifario enero 2021</i>	2
<i>Tarifas residenciales</i>	4
<i>Tarifa Media y Variables Macroeconómicas</i>	7
<i>Calidad de Servicio</i>	8
<i>Comparativo regional</i>	13

Introducción

El material elaborado en esta oportunidad tiene como objetivo mostrar información actualizada que sea de utilidad para la comprensión de aspectos que se relacionen con la situación a nivel tarifario de la empresa.

Se presentan los grandes lineamientos contemplados en el Pliego tarifario vigente desde el 1° de enero de 2021, a la vez que se realiza, un análisis de conveniencia de las tarifas residenciales, dadas las modificaciones presentadas en el Pliego.

Como es habitual, se presenta una actualización del estado de situación de la Tarifa Media en relación a las principales variables macroeconómicas.

En esta ocasión se incorpora también un Informe sobre Calidad de Servicio, analizando los datos recogidos por UTE, URSEA y los presentados el Informe de Calidad de CIER.

Dando continuidad al estudio que se realiza periódicamente, se muestra un nuevo acercamiento de la posición en la que se encuentran los precios medios de las tarifas de energía eléctrica de UTE, en relación a los de las distribuidoras de energía eléctrica de la región, particularmente Brasil y Chile, también intentando contextualizar los resultados obtenidos, teniendo en cuenta las grandes diferencias que existen en los Sistemas Eléctricos de cada país y que condicionan de manera significativa la interpretación de los mismos.

Boletín tarifario abril 2021

Pliego tarifario enero 2021

Con Decreto del Poder Ejecutivo de fecha 30/12/2020 se aprobó el Pliego tarifario que rige a partir del 1° de enero de 2021.

Ajuste

El ajuste medio fue de 5%, aplicándose a todas las tarifas con las siguientes excepciones: la Tarifa Residencial Triple Horario (TRT) presenta un ajuste medio de 2,71% y la tarifa Grandes Consumidores en 63 kV (GC4) ajustó 7% en promedio.

Tarifas Residenciales Inteligentes

Con el objetivo de promocionar y estimular la contratación de las tarifas residenciales inteligentes, en el entendido de que éstas son un instrumento para la gestión eficiente de la demanda, se presentan una serie de mejoras para las mismas:

- Como se mencionó precedentemente, un ajuste promedio menor de la TRT. Este ajuste medio de 2,71% es producto de una reducción en el precio del tramo horario llano de 1,53% y un ajuste de 5% en el resto de los cargos.
- Se implementa una mejora en la señal tarifaria tanto de la TRT como de la Tarifa Residencial Doble Horario (TRD), aprovechando la potencialidad de los Medidores Inteligentes, esta mejora consiste en una reducción en la duración del tramo horario Punta que pasa de seis a cuatro horas, pudiendo el cliente elegir esas cuatro horas consecutivas entre las seis horas del tramo horario Punta definido históricamente para el sector Residencial (entre las 17 y las 23hs).
- Una reducción en el precio de la energía del tramo horario Punta tanto para TRD como para TRT en días sábado, domingo y feriados, donde éste será igual al precio del tramo Fuera de Punta o del de Llano, según sea el caso.

Tarifas Medianos Consumidores en Media Tensión y Subtrasmisión (MC2 y MC3)

Al igual que en el ajuste anterior, se entiende necesario continuar con el proceso de desenergización de estas tarifas, por ello se ajustaron por encima de la media los cargos por potencia de los tramos Punta y Llano, compensando con menores ajustes en el valor del cargo por energía en Punta.

Tarifas Grandes Consumidores (GC)

Tarifas GC3 (31,5 kV), GC4 (63 kV) y GC5 (150 kV)

Para las tarifas GC3, GC4 y GC5, dados sus altos apartamientos en los cargos por Potencia respecto a los valores de los peajes definidos para estos niveles de tensión, se incrementaron en mayor medida los cargos por Potencia, compensando con menores aumentos en los cargos por Energía.

A su vez, como ya se mencionó, para la tarifa GC4 se definió un ajuste de 7% en promedio con el objetivo de mantener el proceso de convergencia entre los precios de esta tarifa y los de la tarifa GC3. Esta convergencia es necesaria ya que los peajes reconocen iguales costos en ambos niveles de tensión (31,5 kV y 63 kV).

Tarifas GC1 (0,23 kV y 0,4 kV) y GC2 (6,2 kV, 15 kV y 22 kV)

Tarifa GC1: la inminente aprobación de peajes para consumidores en Baja Tensión impone una dinámica específica para los ajustes de tarifas reguladas en este nivel de tensión. En este sentido, se entendió conveniente iniciar desde este Pliego Tarifario la transición correspondiente de los cargos por Potencia de la tarifa GC1. Teniendo en cuenta, más allá de las diferencias de nivel de precios, la necesidad de tender a la estructura definida en peajes. Es por ello que se incorporará a partir del 1 de julio de 2021, un cargo por potencia en el tramo horario Valle, con un valor inicial de \$10.

Tarifa GC2: Continuando con la convergencia de los valores de los cargos por Potencia de la GC2 a sus respectivos valores de peaje, los cargos por Potencia reciben mayores ajustes que la media, compensando con menores ajustes en los cargos por Energía. A partir del 1 de julio de 2021 se desagregará el tramo de potencia Punta-Llano en Punta y en Llano quedando una estructura de cargos por potencia acorde a la estructura de peajes.

En ambos casos (GC1 y GC2), para mitigar posibles costos para los clientes en su adaptación a los nuevos cargos por potencia, con eventuales reducciones en contratación de potencia, se exonerarán las Tasas de Conexión correspondientes que pudieran surgir durante todo del año 2021. A la vez que se flexibilizará el régimen de ejecuciones de Garantías de Permanencia durante el corriente, no penalizando las renunciaciones de potencia en cualquier tramo horario para este grupo de clientes.

Tasas de Conexión, Reconexión y Rehabilitación

Las Tasas de Conexión se han fijado en función de la adecuación de sus dos componentes (A y B)¹, revisando y actualizando los costos según sus Unidades Constructivas, considerando también la instalación de Medidores Inteligentes (MI), por lo cual, el componente B ya no diferencia si la tarifa es simple, doble horario o triple horario.

Esta adecuación, en términos generales implicó un aumento en los costos de medida, especialmente significativo para la registración simple y doble horaria, dado el mayor precio de los MI respecto a los medidores utilizados con anterioridad, dándose a su vez en contrapartida una disminución de costo en el componente de Acometida en todos los casos y muy especialmente para potencias superiores a 12 kW.

La suma de ambos efectos determinó que, en algunas situaciones, la Tasa de Conexión total se incrementara en guarismos superiores al ajuste tarifario medio (5%). Por este motivo, por R.-109 del 12 de febrero de 2021 se define un Descuento Comercial (retroactivo al 1° de enero de 2021) sobre el componente B tal que el costo total de conexión de un nuevo servicio sea, como máximo 5% superior al último valor vigente del año 2020.

Las tasas por Reconexión y por Rehabilitación se ajustan por el promedio de 5%

Bonificación por envío de la factura vía e-mail

El valor de la bonificación por el envío de la factura vía e-mail se fijó en \$22.

¹ A: Costo de la acometida y elementos asociados. B: Costo del sistema de medición (medidor) más los equipos de protección y desconexión de las instalaciones interiores (incluye los transformadores de medida).

Tarifas residenciales

Uno de los cambios más importantes que se ha producido en el Pliego vigente es la mejora en la señal horaria de las tarifas residenciales inteligentes², esta modificación, surge como forma de promover las tarifas inteligentes en el sector, en el entendido de que son un instrumento para una gestión eficiente de la demanda.

Para observar la implicancia de los estímulos a la contratación de tarifas inteligentes para la modalidad Residencial, se presentan a continuación dos gráficos.

El *gráfico I* compara lo que pagará, según la tarifa que contrate, un consumidor residencial con una modulación de energía de 30% en horario Punta, 55% en horario Llano y 15% en horario Valle, una potencia contratada de 3,7 kW de acuerdo a su nivel de consumo. Para realizar la comparación se utilizó en las tarifas inteligentes un precio medio en el horario Punta que resulta de prorratear los distintos precios que rigen para ese horario por la cantidad de días en los que se aplica cada uno.

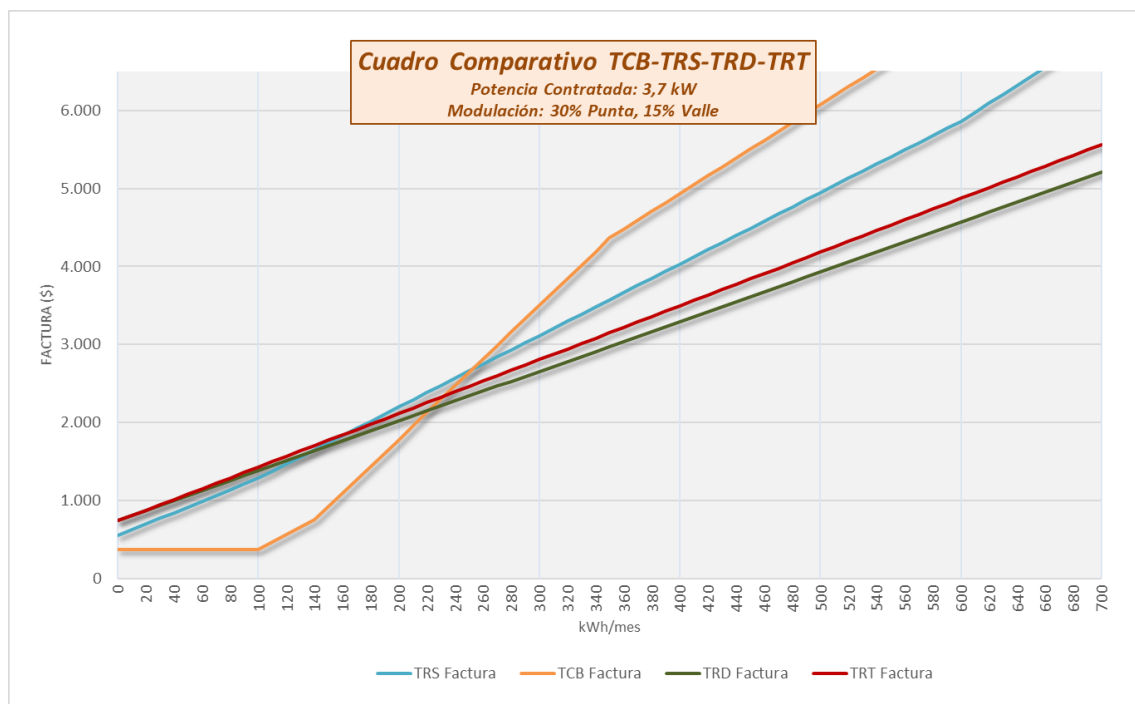


Gráfico I

Bajo estos supuestos, para los consumos menores a 230 kWh se observa una clara conveniencia de la Tarifa de Consumo Básico Residencial (TCB). A partir de ese nivel de consumo, se aprecia una conveniencia de las tarifas inteligentes TRD y TRT tanto sobre la TCB como sobre la Tarifa Residencial Simple (TRS). Entre las tarifas inteligentes, para los supuestos presentados se observa una leve conveniencia de la TRD frente a la TRT.

En lo que refiere a conveniencia o no de las tarifas multihorario, importa tanto el nivel de consumo como la modulación que se realice de esa energía consumida en los diferentes tramos horarios. En este sentido, cabe destacar que la TRT mejora su conveniencia a mayor porcentaje de consumo de energía en horario Valle, como puede apreciarse en los ejemplos de los *gráficos II y III*. En el primero, el consumidor mantiene los mismos supuestos originales, pero con un consumo en Valle que significa el 5% del total. Para ese consumidor, hasta los 134 kWh le resulta conveniente la tarifa TRS, a partir de ese nivel de consumo le

² Como se menciona en el apartado anterior, para las tarifas residenciales inteligentes se reducen dos horas del tramo horario Punta, y el precio de este tramo en días sábado, domingo y feriados es igual al precio del horario Fuera de Punta para la TRD o Llano para la TRT.

convendrá la TRD. Mientras que, un consumidor con iguales características pero que pueda concentrar el 35% de su consumo en horario Valle, hasta los 124 kWh le convendrá la TRS y a partir de ese nivel de consumo le será conveniente la tarifa TRT.

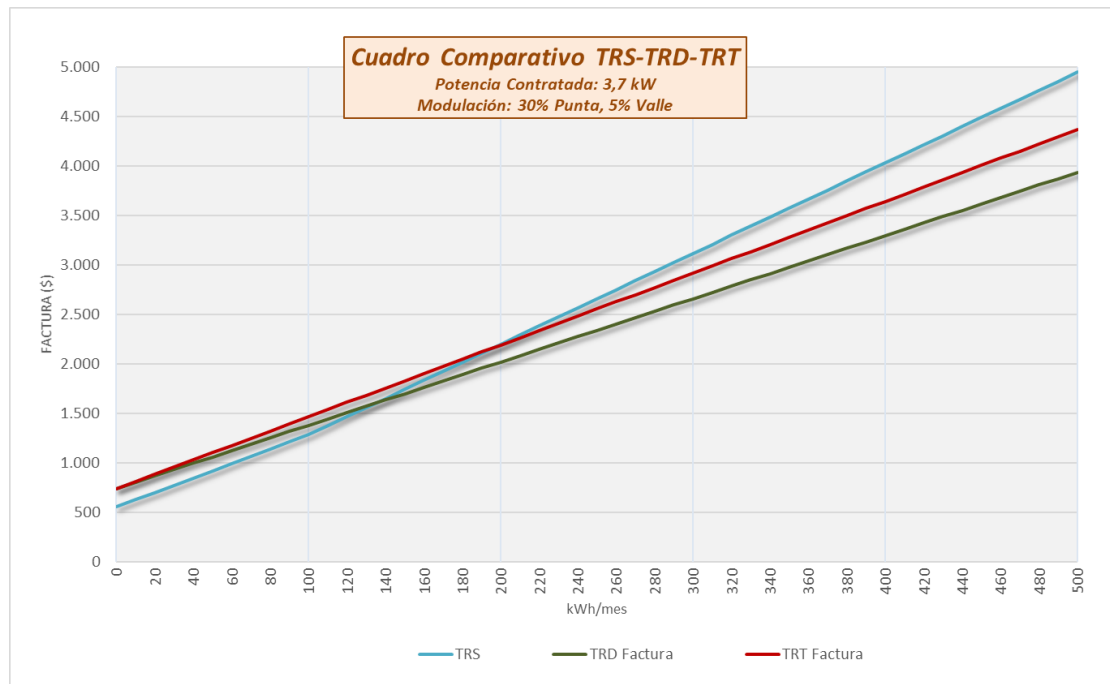


Gráfico II

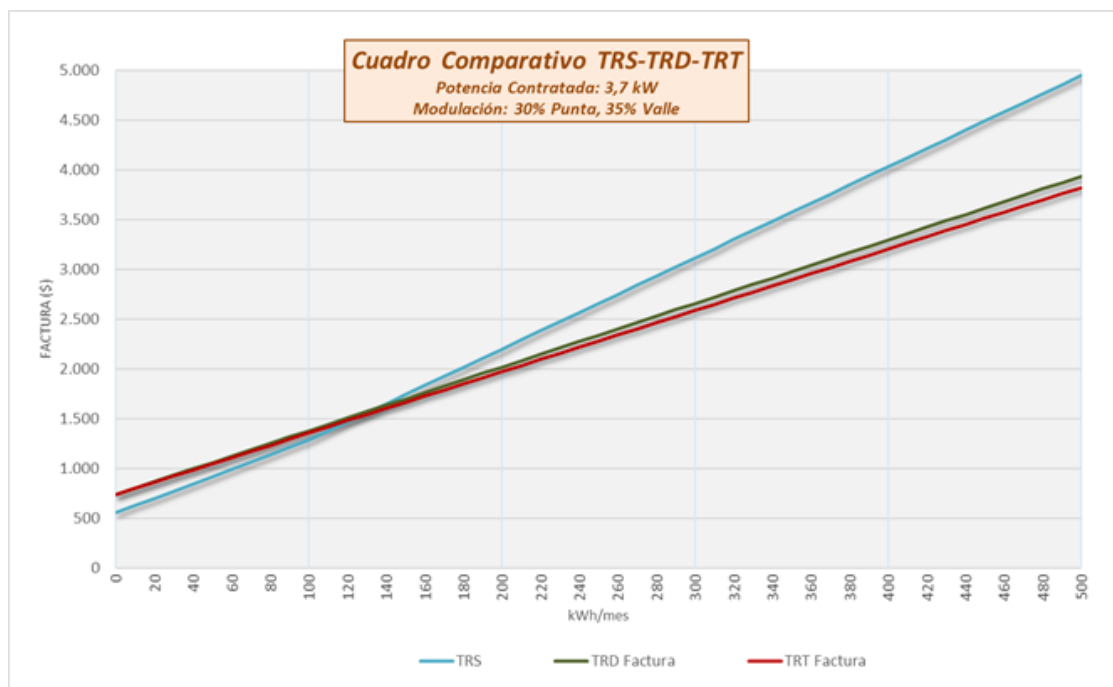


Gráfico III

El gráfico IV presenta la frontera de conveniencia entre las tarifas TRS y TRD. Para este análisis se consideran tanto la frontera de indiferencia como la hipótesis de que a un consumidor le será relevante optar por una

tarifa u otra, siempre y cuando la diferencia que exista entre una facturación y otra presente al menos un 5% de ahorro.

En el mismo se observa que si un cliente presenta una modulación de 35% en Punta, a partir de los 164 kWh le convendrá la tarifa TRD, mientras que en 219 kWh alcanzará un 5% de ahorro. Cabe destacar que, con la nueva estructura de las tarifas inteligentes, un cliente que tradicionalmente consumió 35% en el tramo horario Punta (comportamiento promedio para una punta de 6 horas), pasa a una modulación de aproximadamente 25% (punta de 4 horas). En este sentido, la presentación de un cliente con esta modulación es muy conservadora.

En tanto que, si un cliente consigue una modulación con 25% en Punta, a partir de 137 kWh le será conveniente contratar TRD y en 176 kWh alcanza un 5% de ahorro. En este gráfico también se destaca la modulación de 30% en Punta, donde con 149 kWh se igualan ambas facturas y en 195 kWh se alcanza un 5% de ahorro. Teniendo en cuenta que el consumo medio residencial de 2020 fue de 236 kWh³, es importante destacar que para ese nivel de consumo, la TRD resulta conveniente para cualquiera de las modulaciones presentadas. El mismo comentario que en el párrafo anterior en referencia a la modulación en horario Punta corresponde para este cliente, aquel que tradicionalmente tuvo una modulación de 25% en horario Punta (promedio para una punta de 6 horas), con la nueva estructura pasa a tener una modulación de 18% en promedio en este horario (punta de 4 horas).

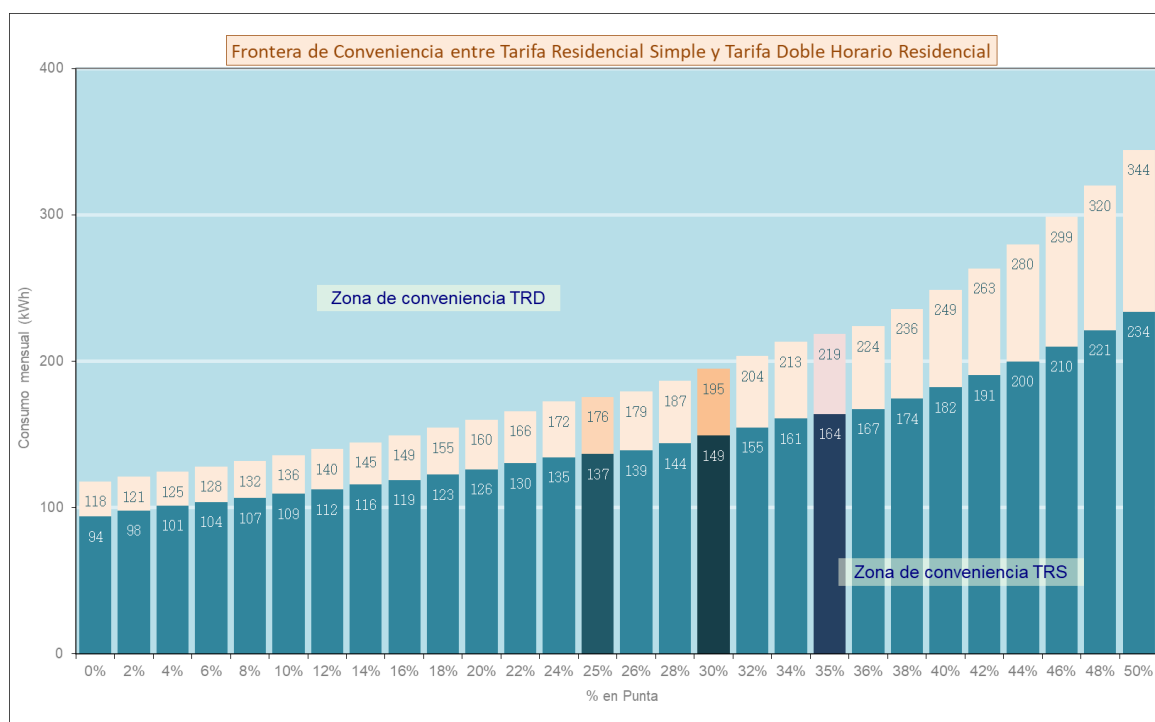


Gráfico IV

³ Datos de la GD Mercado

Tarifa Media y Variables Macroeconómicas

El ajuste de tarifas de energía eléctrica tiene un impacto en todos los sectores de la economía, es por esta razón que resulta interesante observar cuál es su relación con las principales variables macroeconómicas, a decir: Índice de Precios al Consumo (IPC), Índice Medio de Salarios (IMS) y Dólar.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de la Tarifa Media (TM) observada en relación a cada una de las variables expuestas en los últimos cinco años.

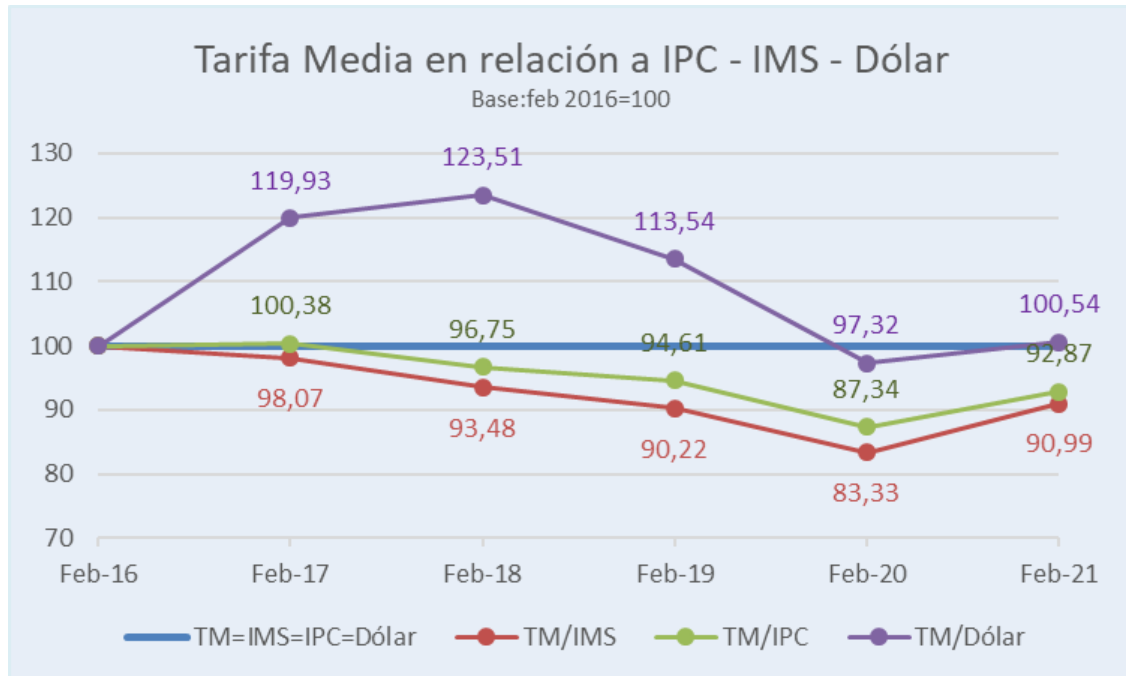


Gráfico V

En relación al IPC, la TM se presenta alineada con éste durante el primer año analizado, los siguientes tres años se abarata, producto de ajustes que se realizaron por debajo del indicador de la inflación y en el último año se produce un encarecimiento de la TM en relación al IPC de 5,53 puntos porcentuales, quedando igualmente un 7,13% por debajo respecto a la referencia (febrero 2016).

Las variaciones del Tipo de Cambio en el período observado, provocan que la TM tenga oscilaciones entre períodos de gran encarecimiento respecto de esta variable (en 2018 llega a estar más de 23% por encima del precio en 2016), y períodos donde se encuentra más barata que en el año base, medida en relación a la moneda. A febrero de 2021 la Tarifa Media en relación al Dólar se encuentra en el mismo nivel que en febrero de 2016.

Al medir la TM en relación a los salarios, se observa para los primeros cuatro años un abaratamiento constante que alcanza los 16,67 puntos porcentuales. En el último año los salarios se devalúan 7,66% frente a la TM, a pesar de ello, en el período la TM se abarata vista desde la óptica de los salarios 9,01%.

Si se consideran estas variables en términos reales, durante los primeros cuatro años se aprecia una apertura de la brecha entre Salarios y TM. Para el último año se visualiza un cambio en la tendencia de ambas variables, por un lado, una pérdida de salario real al tiempo que la TM en términos reales se encarece.

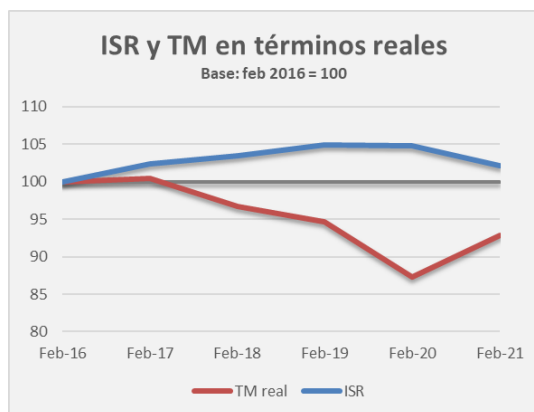


Gráfico VI

Calidad de Servicio

La Calidad de Servicio es un aspecto relevante a la hora de analizar y realizar el benchmarking tarifario de las empresas de Distribución de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras de energía han ido incorporando en las últimas décadas -de forma voluntaria o por regulación externa- distintos indicadores de calidad, similares entre los países, y que se agrupan en las siguientes categorías:

- Calidad del Servicio Técnico: Comprende los aspectos referidos a la continuidad o disponibilidad del suministro: cantidad de cortes y duración de los mismos.
- Calidad del Producto: Relacionado a las perturbaciones de tensión de la red.
- Calidad del Servicio Comercial: Se evalúan los tiempos de conexión, aumentos de potencia, cortes y reconexiones, así como de respuesta ante reclamaciones de los clientes. También lo relativo a errores y estimaciones de facturación.

En los países con regulación externa, como es el caso de Uruguay, se fijan metas objetivo para estos indicadores. En los casos de incumplimiento, las empresas deben resarcir a través de compensaciones a los clientes afectados. Estas regulaciones actúan como señalizaciones para mejorar el desempeño de las empresas, con el objetivo de brindar el mejor servicio a los clientes.

Desde el punto de vista del cliente, la disponibilidad del suministro es uno de los aspectos más relevantes de la Calidad, ya que la falta de energía eléctrica deriva -como mínimo- en una pérdida de bienestar. Es así que los indicadores de Frecuencia media (Fc) y Tiempo total de interrupciones (Tc), son los indicadores más importantes a evaluar.

Además, los factores que inciden para lograr una adecuada Calidad, pueden distinguirse entre gestionables y no gestionables. Los primeros son en los que la empresa puede incidir directamente, mientras que los no gestionables dependen de factores externos, ambientales o climáticos, por ejemplo. Este punto es importante a la hora de evaluar la evolución de la gestión dentro de la empresa, o en comparación con otras empresas distribuidoras, debiendo tener en cuenta si están siendo incluidos o no, los factores no gestionables en el análisis.

Informe comparativo regional – Año 2019

En 2020, la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) realizó un informe con los resultados de Calidad de Servicio de las empresas distribuidoras de Latinoamérica que participan en la encuesta, así como de otras empresas no asociadas, con información del año 2019.

Los indicadores evaluados son los que conciernen a la Calidad del Servicio Técnico, es decir, los que miden la continuidad del suministro para los clientes. Estos son: Frecuencia media de interrupciones por cliente (Fc) y Tiempo total de interrupción por Consumidor (Tc). Para el cálculo de estos indicadores se consideran las interrupciones mayores a 3 minutos en el período.

Es importante señalar que en este informe se consideran las interrupciones de suministro forzadas o intempestivas y se excluyen las interrupciones provocadas por causas externas, por ejemplo, por razones climáticas o ambientales, también llamadas de Fuerza Mayor.

A continuación, se presentan los resultados del Informe para estos indicadores en los gráficos VII y VIII.

Como se observa, UTE se encuentra por debajo del promedio global en los dos indicadores, este desempeño se mantiene también al realizar la comparación únicamente con las empresas de más de 500.000 clientes.

Así, si bien las comparaciones entre las empresas deben ser estudiadas en profundidad, tomando en cuenta las particularidades de cada empresa en cuanto a densidad de clientes, tipo de líneas, etc., puede concluirse que, en términos generales, los clientes de UTE obtienen una buena continuidad en el suministro de energía, en mejor posición que el promedio de los clientes de Latinoamérica y la región.

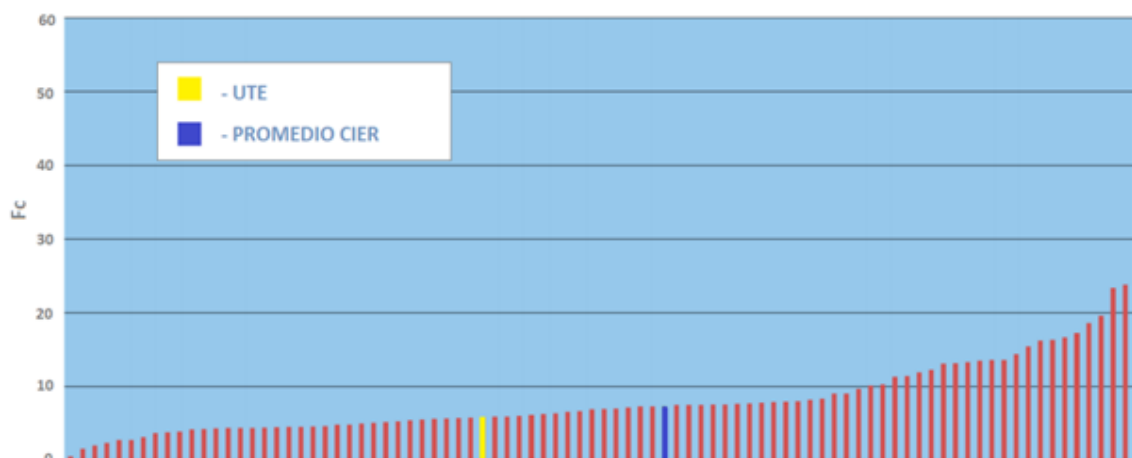


Gráfico VII: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc) Total de incidencias. Fuente: CIER

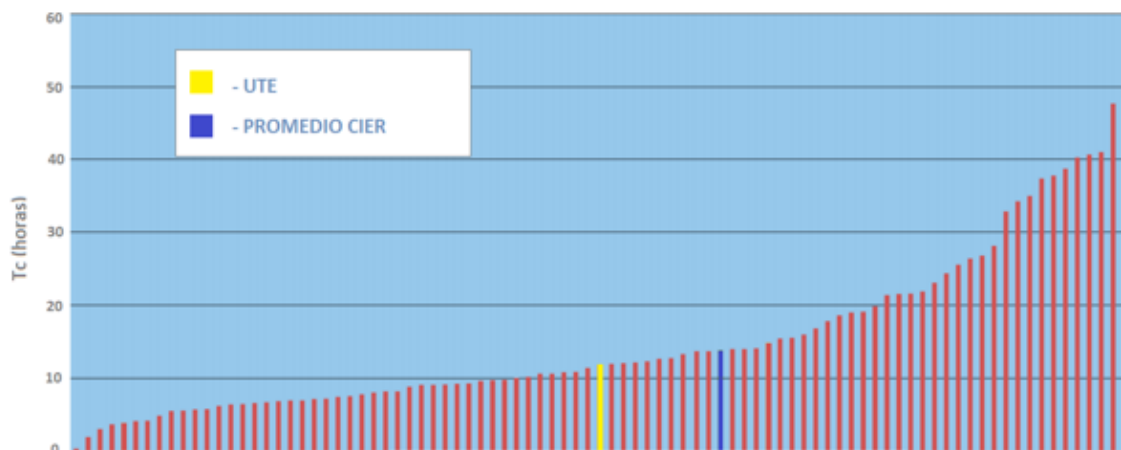


Gráfico VIII: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc horas) Total de incidencias. Fuente: CIER

Evolución del desempeño de UTE

Se muestran aquí los resultados semestrales desde el año 2009 al 1° semestre de 2019, tomados del “Informe de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica” publicado por URSEA. Como se puede apreciar en los gráficos, UTE se encuentra durante todo el período en niveles de cumplimiento de las metas, mostrando además resultados regulares a lo largo de la serie.

La frecuencia media de corte del suministro de las redes de Distribución se ubica, en términos generales, por debajo de 3 para toda la década, con algunas excepciones justo por encima de ese valor, cumpliendo en todos los casos las metas propuestas. Asimismo, el tiempo medio de corte no alcanza las 8 horas en ningún caso, cubriendo también satisfactoriamente el objetivo de ubicarse por debajo de las 12 horas por consumidor.

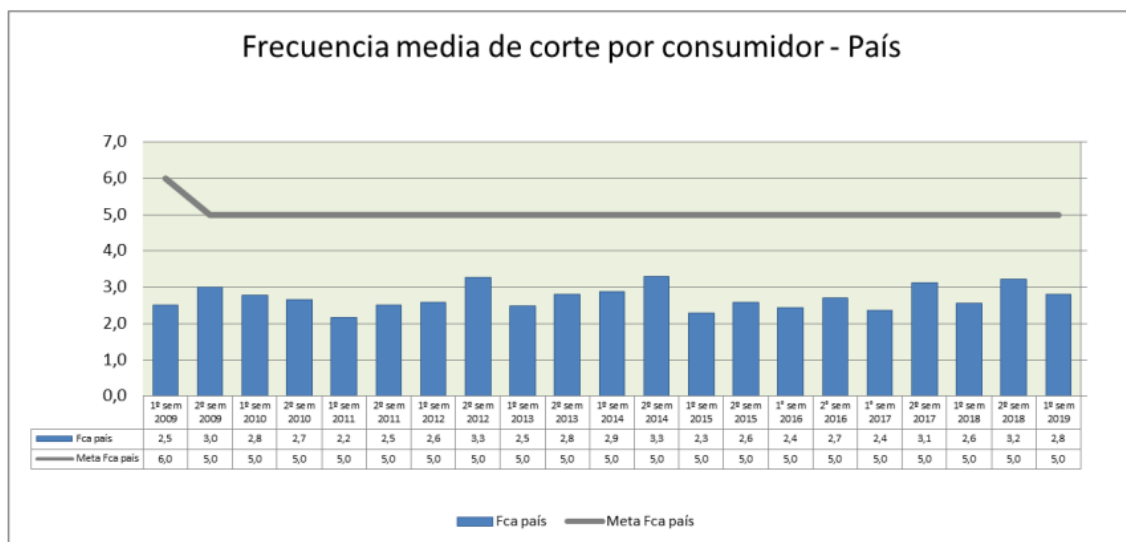


Gráfico IX

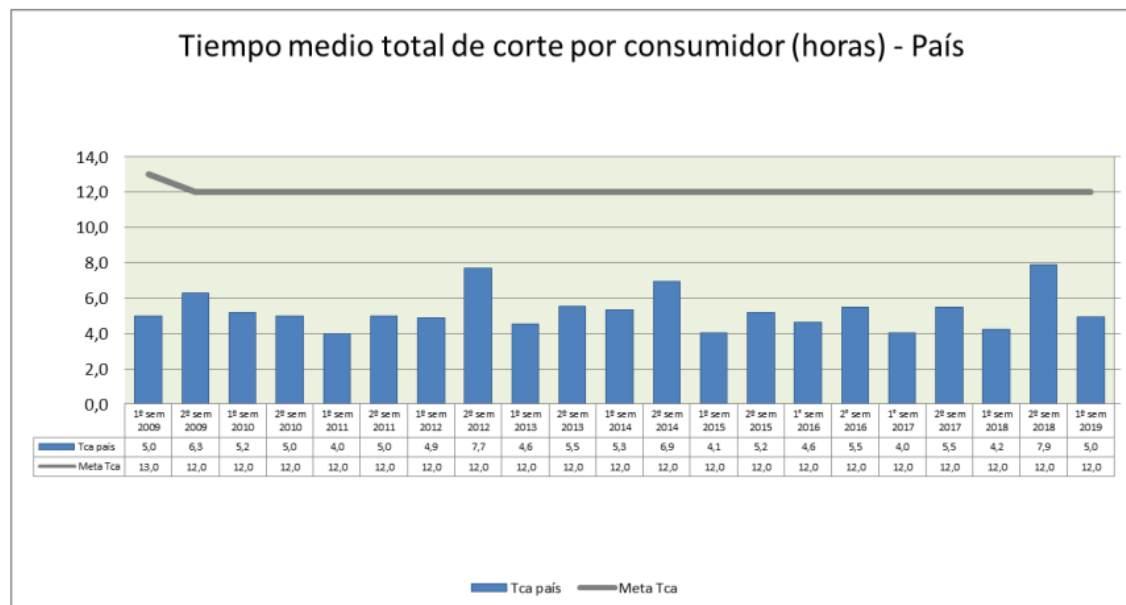


Gráfico X

Para este informe tampoco se han tomado en cuenta las interrupciones por causas externas, catalogadas como de Fuerza Mayor ni las que se originan en los procesos de Generación y Trasmisión. Cuando estas interrupciones son tomadas en cuenta, no sólo aumenta la magnitud de los indicadores, sino que además se registran variaciones considerables entre los períodos.

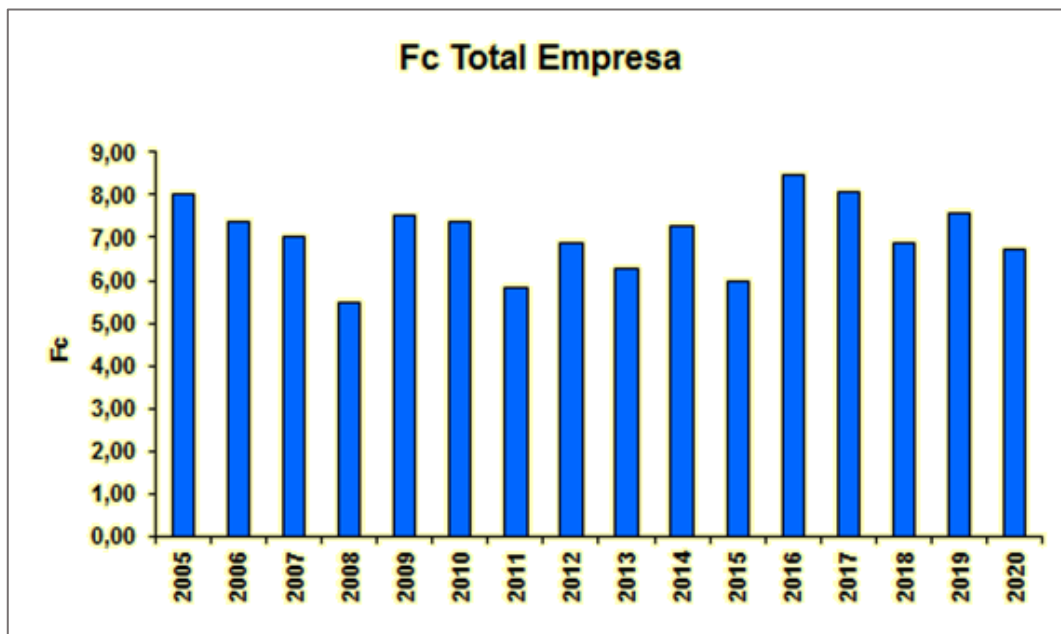


Gráfico XI

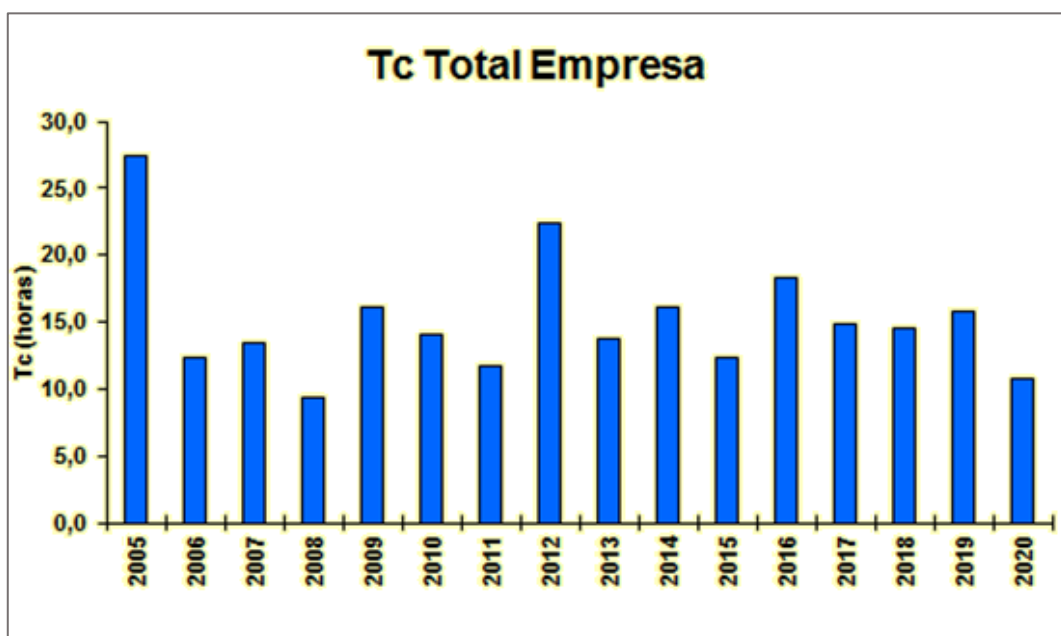


Gráfico XII

Como ya se mencionó, las variaciones son explicadas por los eventos climáticos extremos, que varían cada año, afectando en mayor o menor medida la continuidad en el suministro.

Plazos de pago de compensaciones

A partir del segundo semestre 2018 a consecuencia de la actualización del Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución, el plazo entre la incidencia que generó la compensación y el pago de las mismas en las facturas de los clientes se redujo de forma notoria. Este cambio consistió en el pago total de las compensaciones generadas al cierre del semestre, excluyendo los casos que UTE presenta por estados de “Fuerza Mayor⁴”, que son pagados luego de la resolución definida por el Regulador.

Como se observa en el *Gráfico XII: “Cantidad de días promedio entre la incidencia que generó la compensación y el pago”*, el cliente recibía la compensación hasta un año después en promedio luego de la incidencia, mientras que actualmente se ha reducido el tiempo a tres o cuatro meses luego del cierre del semestre.

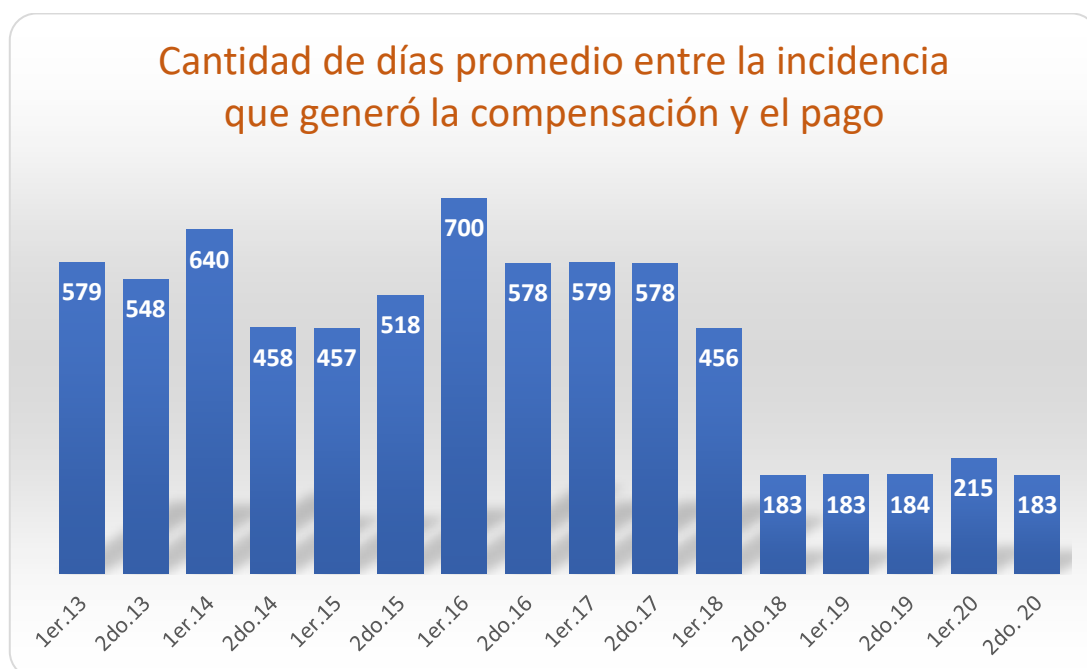


Gráfico XIII

⁴ Interrupciones del suministro por: temperaturas y vientos extremas, inundaciones de carácter excepcional, etc. (art. 13 del RCSDEE)

Comparativo regional

Consideraciones previas

Como es habitual, en ocasión de realizar una comparación de tarifas de energía eléctrica de UTE con las empresas distribuidoras de energía eléctrica de la región, es necesario tener en cuenta ciertos aspectos que incidirán en el análisis. Algunos de ellos son:

- Diferencias de densidad y dispersión de los clientes (km de red/MVA, kWh/km², kWh/cliente, etc.).
- Diferencias en la estructura de clientes de las empresas (tipología de usuarios).
- Particularidades del comportamiento de los clientes (curvas de demanda).
- Aspectos de la política económica y social de los países (políticas cambiarias, antiinflacionarias, promocionales, sociales, etc.).
- Dotación de recursos energéticos para la generación.
- Calidad del servicio.

Teniendo en cuenta condiciones como las mencionadas, los estudios comparativos más sólidos que existen a nivel internacional muestran sus resultados con más de una Cuenta Tipo para cada sector de consumo, utilizando, de ser posible, varias empresas por país.

En los puntos siguientes se muestra los precios medios por Cuenta Tipo y el posicionamiento de UTE para enero de 2021, a través del porcentaje de empresas con precios medios mayores, utilizando 152 pliegos tarifarios de 86 empresas de 3 países de la región (Brasil, Chile y Uruguay). En todas las empresas comparadas, se aplica la tarifa más conveniente de cada Pliego Tarifario que corresponda a cada cuenta tipo considerada.

Las características de las Cuentas Tipo consideradas en este informe se encuentran detalladas en el [Anexo I](#).

El siguiente informe se elaboró con datos de las distribuidoras de energía eléctrica actualizados al 31 de enero de 2021, con tipo de cambio promedio comprador de enero de 2021.

Moneda de referencia

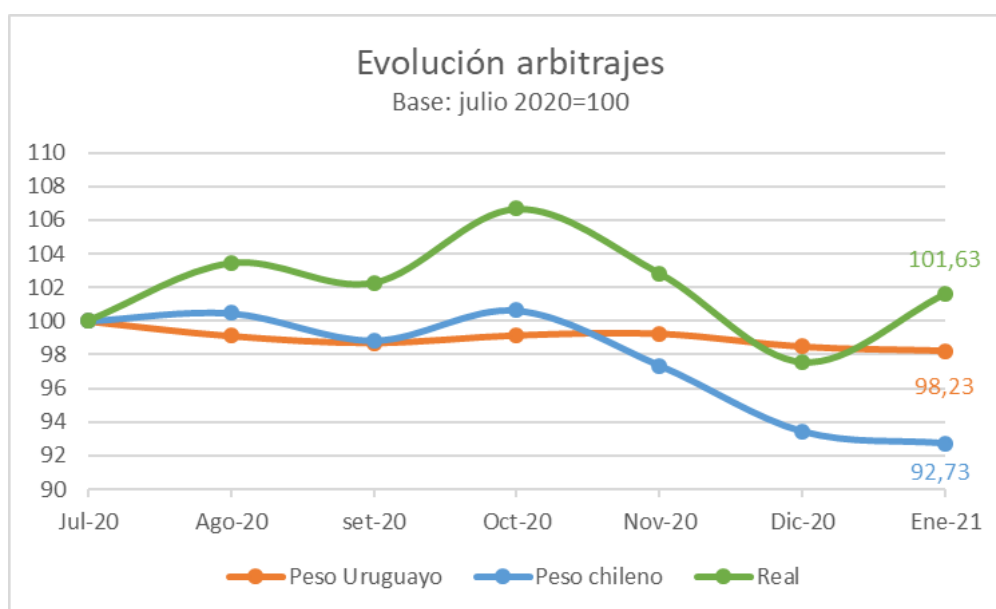


Gráfico XIV: Elaboración propia en base a datos BCU

Del análisis de la evolución de los arbitrajes de julio de 2020 hasta enero de 2021 se destaca la estabilidad del Peso uruguayo frente al Dólar, tanto en referencia al arbitraje del Peso chileno como del Real. Al final del análisis se presenta 1,77% más barato que en julio de 2020. Por su parte el Real presenta oscilaciones en estos siete meses, con una cresta en octubre de más de 6 puntos porcentuales, mientras a enero de 2021 se presenta 1,63% por encima del precio en julio. En tanto el Peso chileno se muestra estable hasta octubre de 2020, con oscilaciones muy leves. Desde ese momento se produce un abaratamiento en relación al Dólar que alcanza 7,27% a enero de 2021.

Argentina y Paraguay

A partir de la sanción en Argentina de la Ley 27.541 del 23 de diciembre de 2019 “Ley de solidaridad social y reactivación productiva en el marco de la emergencia pública”, en el Artículo 5°, se facultó al Poder Ejecutivo nacional “a mantener las facturas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción nacional y a iniciar un proceso de redefinición de la revisión tarifaria integral vigente”. En el mismo artículo se invita “a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación...”

Según el Instituto Argentino de Energía “Gral. Morosoli” en su Informe de Tendencias Energéticas Enero 2021, el incremento del subsidio a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) en noviembre de 2020 fue 145% mayor interanual, debido a la brecha de costos crecientes y el congelamiento de precios de la energía. El Instituto menciona también que el precio que pagó la demanda en diciembre de 2020 cubrió en promedio el 48% de los costos de generación, cuando en diciembre de 2019 esta cobertura alcanzaba el 60%.

La evolución del Peso argentino en relación al Dólar continúa la trayectoria que presentaba en los comparativos anteriores. En los siete meses analizados la moneda devaluó 20,4 puntos porcentuales⁵. Este aspecto también impacta directamente en el abaratamiento de las tarifas argentinas medidas en esta moneda, dado que la evolución del resto de las monedas es significativamente más discreta. Si bien es necesario considerar esta variable, no explica el hecho de no incorporar a Argentina en el ranking.

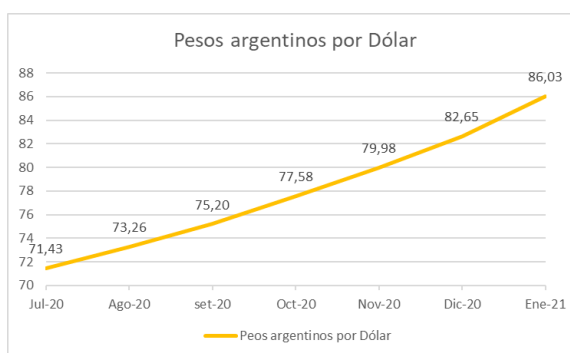


Gráfico XV

En Paraguay el último ajuste de tarifas se realizó en marzo de 2017, ajuste que se realizó luego de 12 años de aprobado el pliego anterior. Dicho reajuste se realizó por debajo del porcentaje necesario para cubrir con la rentabilidad mínima exigida por la Ley Orgánica de la ANDE.⁶ A ello se le agrega que la inflación acumulada desde la última aprobación a la fecha se encuentra en el entorno del 12,8%.⁷

Esta situación implica que, aunque se monitorea constantemente, no estén dadas las condiciones para poder realizar una comparación incluyendo a las distribuidoras de estos dos países, dados los altos apartamientos provocados por los subsidios. (Ver [Anexo II](#))

Región

En general no se observan cambios significativos en las posiciones en las distintas Cuentas Tipo. Si bien, UTE mejora en casi todas las Cuentas Tipo Residenciales, así como en las Industriales I3 e I4, donde avanza siete y diez lugares respectivamente, en relación al comparativo anterior (julio 2020).

⁵ Elaboración propia en base a datos del BCU.

⁶ Memoria Anual 2018 ANDE

⁷ Elaboración propia con datos del Banco Central del Paraguay

Brasil + Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	176	253	194	182	115	110	99	144	108	96	112	111	94	94
Media br+cl+uy (US\$/MWh)	192	193	189	188	150	166	148	148	145	138	114	112	111	111
Ranking	60	152	70	65	44	37	12	70	41	12	67	64	59	59
Empresas más caras que UTE	61%	0%	54%	57%	71%	76%	92%	54%	73%	92%	56%	58%	61%	61%

Tabla I

La modificación realizada por UTE la estructura de las tarifas Residenciales multihorario a partir del Pliego Tarifario vigente desde el 1° de enero de 2021⁸ implica, por un lado, una caída en la cantidad de horas definidas como Punta para el cliente, pasa de seis a cuatro horas, razón por la cual se modifica la modulación de las Cuentas Tipo. También hay una diferenciación en el precio establecido para ese horario entre días hábiles (lunes a viernes) y días no hábiles (sábado, domingo y feriados). La conjunción de estos dos fenómenos tiene impacto sobre el comparativo. El principal hallazgo observado en estas cuentas es que al facturar la Cuenta Tipo R2, la TRD sustituiría a la TRS, presentándose 13 US\$/MWh más barata (240 US\$/MWh con TRD para la R2). No obstante, dado que en UTE la tarifa TRS es la que concentra el mayor porcentaje de clientes Residenciales (67% a diciembre de 2020) y que a su vez, el consumo medio de los clientes que contratan esta tarifa (222 kWh/mes) se encuentra en el entorno del rango de consumo de la cuenta R2⁹, se entiende que es prudente mantenerla en el cuadro de ranking en este caso, a pesar de no ser la más conveniente para esta Cuenta Tipo. Igualmente, se expone en el gráfico XVI la ubicación que presenta la facturación con TRD.

En este sentido, es importante destacar que, a pesar de los cambios realizados por UTE en las tarifas inteligentes, el posicionamiento de esta Cuenta Tipo utilizando la tarifa más conveniente, apenas se ve afectado; el precio medio de UTE aún permanece a una distancia considerable de la media de la región para esta Cuenta Tipo (193 US\$/ MWh).

En las cuentas R3 y R4, facturadas con TRD para UTE, se visualiza claramente la mejora por el cambio en la estructura, ambas escalan en sus posiciones diez y cinco lugares respectivamente, lo que determina que se encuentren dentro del 50% de pliegos más baratos de la región.

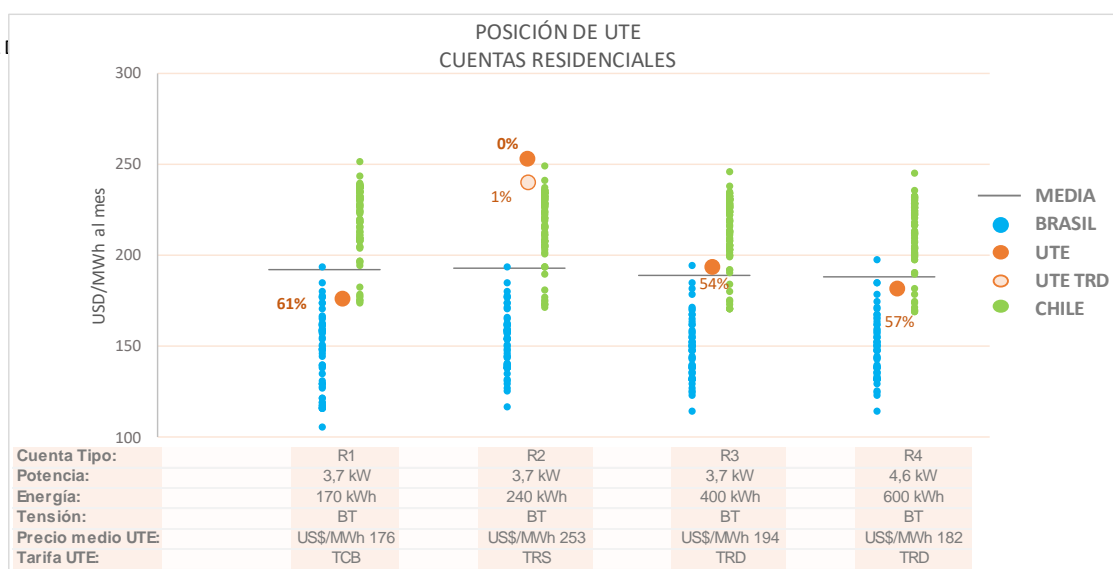


Gráfico XVI

Las cuentas comerciales e industriales de pequeño porte desmejoran levemente respecto del comparativo anterior, pero se mantienen en ubicaciones favorables. Para UTE, la Cuenta Tipo C3 es más barata que el

⁸ El detalle de este cambio se explica en el apartado “Pliego Tarifario enero 2021” de este documento.

⁹ Datos de GS Mercado diciembre de 2020

92% de los pliegos analizados, en tanto las C1 y C2 se posicionan dentro del 30% más barato. Los descuentos comerciales (DC)¹⁰ que se aplican sobre las tarifas TGS y THE explican en gran medida este suceso. Si se realiza la medición sin tenerlos en cuenta, los posicionamientos retroceden varias ubicaciones, aunque no dejan de encontrarse en el entorno de la media (ver [Anexo III](#)).

Para todas las Cuentas Tipo se observa un posicionamiento muy beneficioso para las distribuidoras brasileras que se sitúan todas por debajo de la media, contrarrestando con las distribuidoras chilenas que se posicionan en su amplia mayoría por encima de la media.

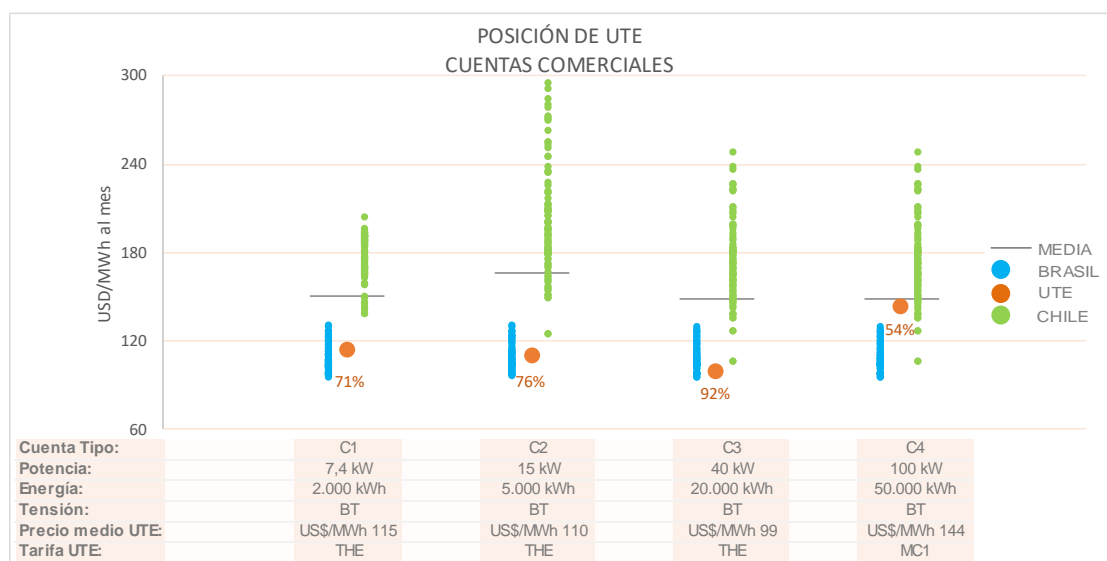


Gráfico XVII

Las cuentas Industriales se encuentran en ubicaciones favorables, todas dentro del 50% más barato, destacándose las I1 e I2 donde el 73% y 92% de los pliegos analizados respectivamente son más caros que el de UTE. Las cuentas I5 e I6 también tienen una buena posición, siendo las cuentas facturadas con el pliego de UTE más baratas que el 61% de las facturas realizadas.

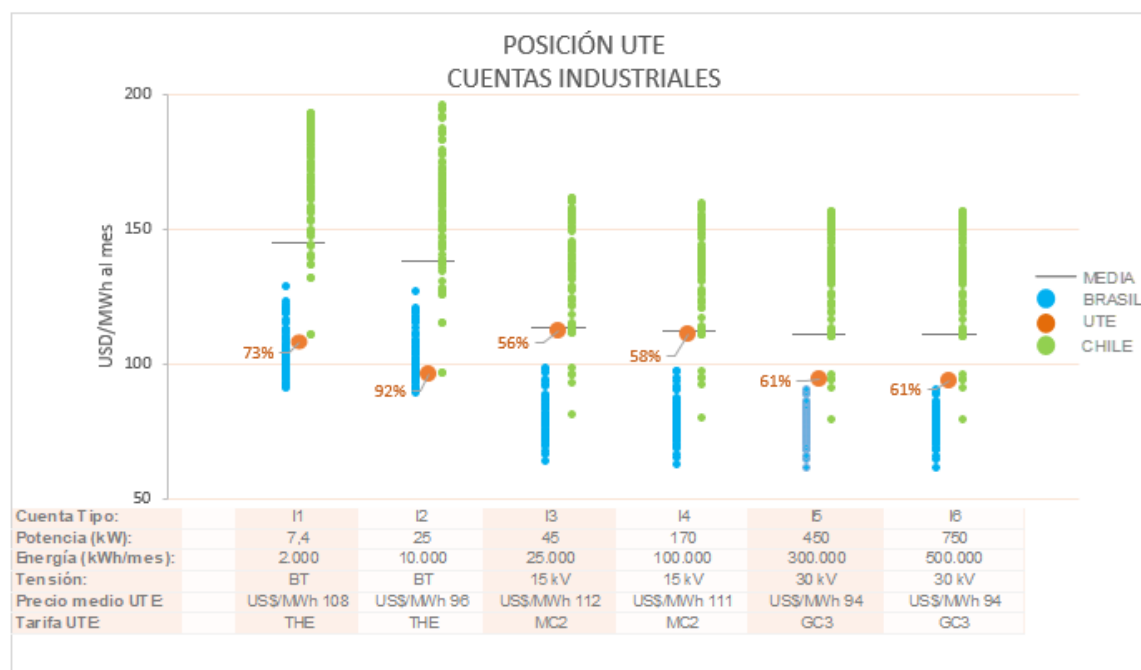


Gráfico XVIII

¹⁰ R19.-4 aprueba un DC sobre los clientes particulares con tarifa TGS de 20% y R20.-607 establece la continuidad del DC sobre la THE en tanto se mantenga vigente el DC sobre la TGS.

Brasil

El comparativo anterior presentaba para Brasil varias situaciones coyunturales que impactaban sobre el posicionamiento de UTE en relación a las distribuidoras de este país en las distintas Cuentas Tipo. Para este comparativo varios de esos aspectos han dejado de impactar, no obstante, la ubicación de UTE desmejora en todas las cuentas.

La gran mayoría de las distribuidoras realizaron sus ajustes anuales, aunque muchas de ellas con precios a la baja en varios de sus cargos. Las “Bandeiras Tarifarias” se volvieron a aplicar con normalidad a partir de enero de 2021, la aplicada para ese mes ha sido Amarela. Por su parte, la evolución del Dólar en estos meses tiende a beneficiar levemente a las tarifas brasileñas medidas en esta moneda.

Brasil + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRD	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	176	249	203	191	115	110	99	144	108	96	112	111	94	94
Media br+uy (US\$/MWh)	147	154	148	149	109	109	108	109	105	103	81	80	78	78
Ranking	55	59	59	58	44	37	12	59	41	12	59	59	57	57
Empresas más caras que UTE	7%	0%	0%	2%	25%	37%	80%	0%	31%	80%	0%	0%	3%	3%

Tabla II

Chile

Las distribuidoras de energía eléctrica en Chile ajustan sus pliegos tarifarios en forma mensual. En ocasión de realizarse la revisión tarifaria del cuatrienio 2020-2024, sumado al congelamiento de precios previsto en la sanción de la Ley 21.185 del 02 de noviembre de 2019 que “Crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación” de los pliegos no han sido modificados, salvo el cargo por Servicio Público, desde enero de 2020.

No obstante, la evolución del Tipo de Cambio en Chile ha tenido una repercusión menor que en Uruguay, lo que contribuye a que el posicionamiento de UTE se vea favorecido a pesar del ajuste tarifario. De las cuentas Residenciales la única que mantiene su posicionamiento desfavorable es la R2, el resto se ubica dentro del 25% más barato, destacándose la R1 en la posición 8 de 94 pliegos considerados. Las cuentas Comerciales C1, C2 y C3, así como las Industriales de pequeño y mediano porte I1 e I2 se ubican en primer lugar, como el pliego más barato de los 94 analizados. También las cuentas tipo de gran porte I5 e I6 se posicionan muy favorablemente en tercer lugar.

Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRD	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	176	249	203	191	115	110	99	144	108	96	112	111	94	94
Media cl+uy (US\$/MWh)	220	217	214	213	176	201	173	173	170	160	134	133	131	131
Ranking	6	94	23	13	1	1	1	12	1	1	9	6	3	3
Empresas más caras que UTE	94%	0%	76%	86%	99%	99%	99%	87%	99%	99%	90%	94%	97%	97%

Tabla III

Anexos

Anexo I

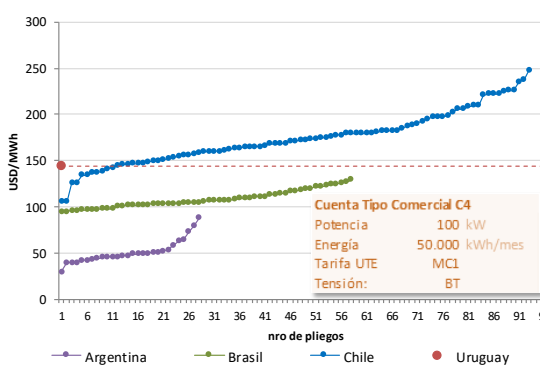
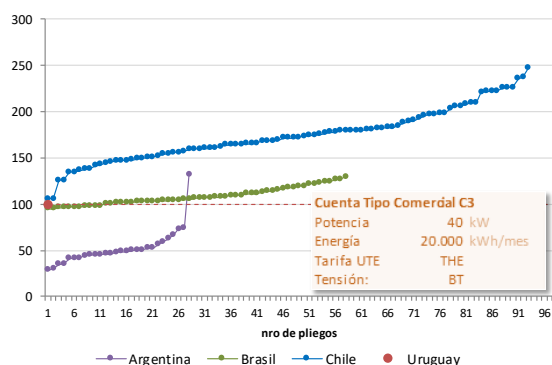
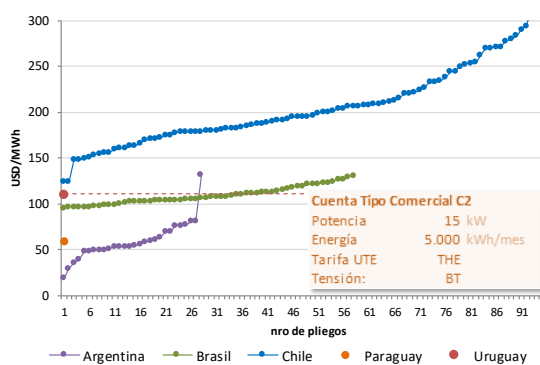
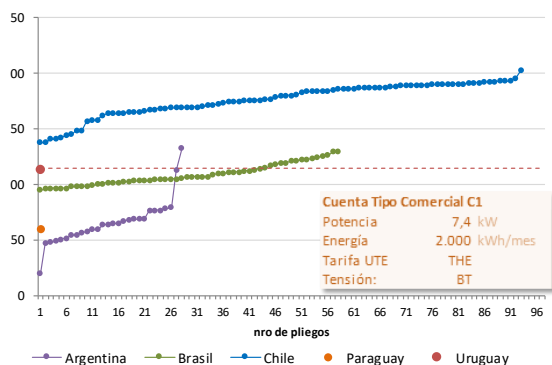
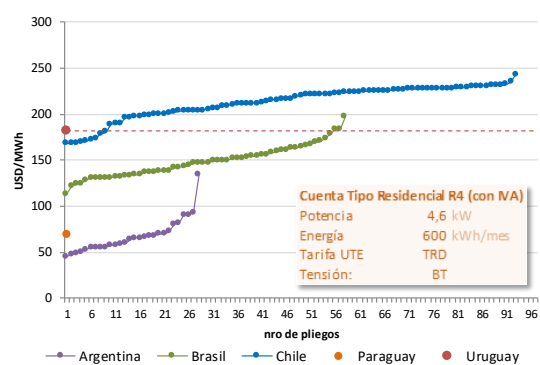
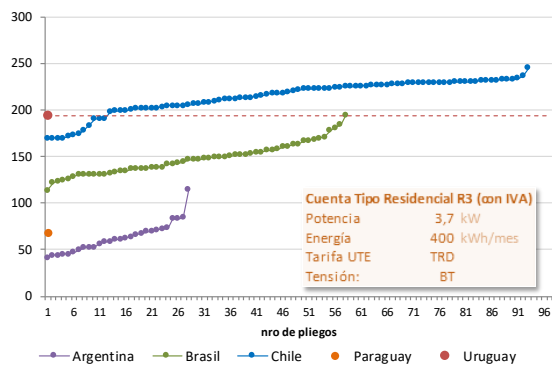
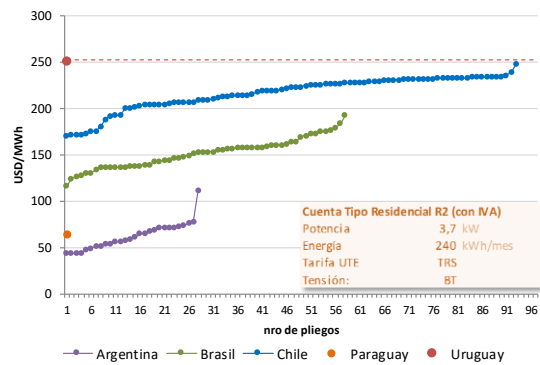
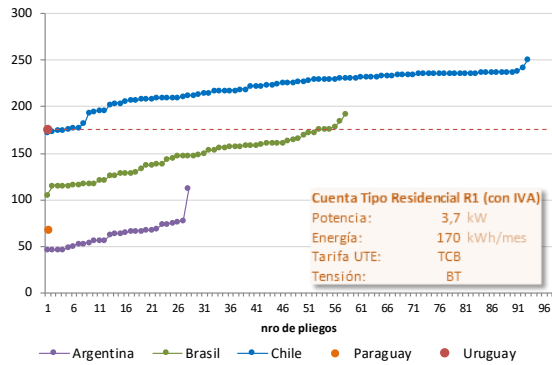
Características Cuentas Tipo

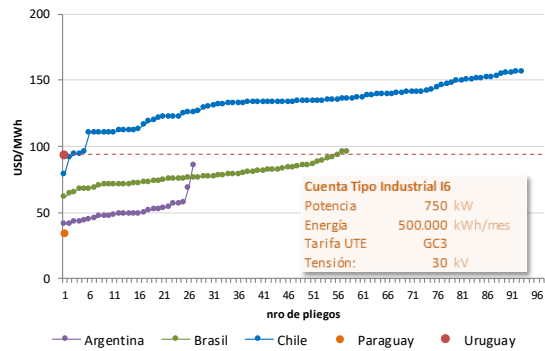
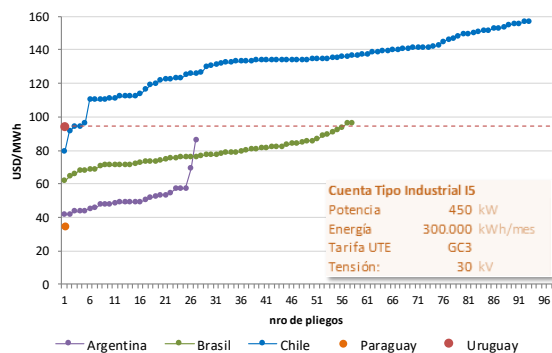
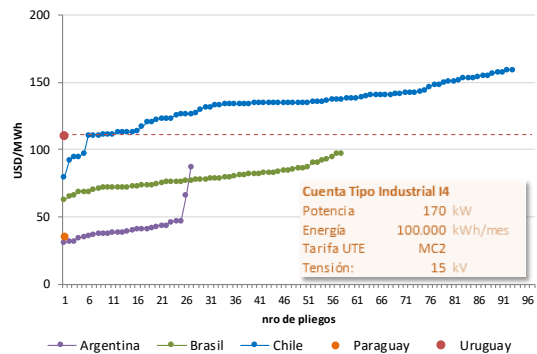
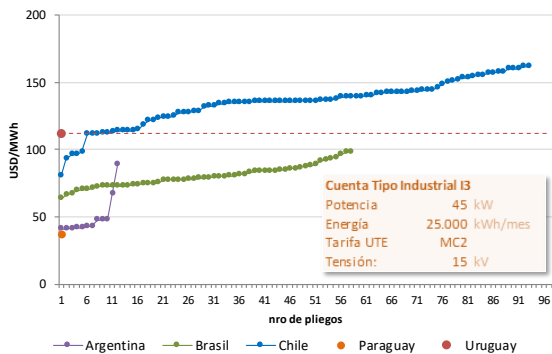
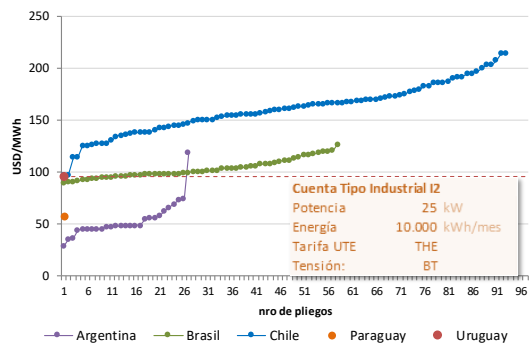
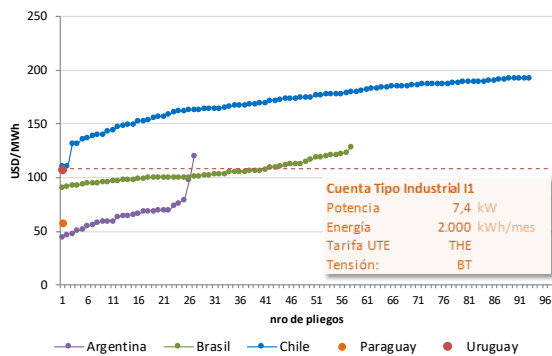
Cuenta	Potencia kW	Energía kWh/mes	Nivel de Tensión	Cuentas Tipo - Modulación	
R1	3,7	170	BT	Se considera una distribución de consumo 30% de energía en horario de 18 a 22 h	
R2	3,7	240	BT	Se considera una distribución de consumo 30% de energía en horario de 18 a 22 h	
R3	3,7	400	BT	Se considera una distribución de consumo 20% de energía en horario de 18 a 22 h	
R4	4,6	600	BT	Se considera una distribución de consumo 20% de energía en horario de 18 a 22 h	
C1	7,4	2.000	BT	0 a 7 h: 17%	La máxima demanda ocurre entre las 18 y las 22 h
C2	15	5.000	BT	18 a 22 h: 23%	
				Resto de las horas: 60%	
C3	40	20.000	BT	0 a 7 h: 21%	La máxima demanda ocurre entre las 18 y las 22 h
C4	100	50.000	BT	18 a 22 h: 19%	
				Resto de las horas: 60%	
I1	7,4	2.000	BT	0 a 7 h: 15%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 50% de la máxima registrada.
I2	25	10.000	BT	18 a 22 h: 13%	
				Resto de las horas: 72%	
I3	45	25.000	6-15 kV	0 a 7 h: 26%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 77% de la máxima registrada.
I4	170	100.000	6-15 kV	18 a 22 h: 15%	
				Resto de las horas: 59%	
I5	450	300.000	30 kV	0 a 7 h: 28%	La máxima potencia demandada entre las 18 y las 22 h corresponde al 85% de la máxima registrada.
I6	750	500.000	30 kV	18 a 22 h: 15%	
				Resto de las horas: 57%	

Anexo II

ENERO 2021

Comparativo por país - por cuenta tipo - Argentina - Brasil - Chile - Paraguay - Uruguay





Anexo III

Brasil + Chile + Uruguay	R1	R2	R3	R4	C1	C2	C3	C4	I1	I2	I3	I4	I5	I6
Tarifa UTE utilizada	TCB	TRS	TRD	TRD	THE	THE	THE	MC1	THE	THE	MC2	MC2	GC3	GC3
Pliegos considerados	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Precio Medio UTE (US\$/MWh)	176	253	194	182	151	146	131	144	143	127	112	111	94	94
Media br+cl+uy (US\$/MWh)	192	193	189	188	150	166	148	148	146	139	114	112	111	111
Ranking	60	152	70	65	68	61	63	70	68	64	67	64	59	59
Empresas más caras que UTE	61%	0%	54%	57%	55%	60%	59%	54%	55%	58%	56%	58%	61%	61%