INFORME FINAL

"ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA Y TARIFAS FLEXIBLES"

PREPARADO

PARA

22 de agosto de 2016

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

INDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO 4
2. PROCESAMIENTO INFORMACIÓN FUENTE 7
2.1. Determinación de los Cargos Tarifarios 8
2.2. Determinación de las Ventas Reales 15
2.3. Determinación de las Ventas Teóricas 20
2.4. Determinación de las Compras por Sector de Nudo 21
3. ANÁLISIS INGRESOS REALES Y TEÓRICOS 23
3.1. Factores de Sectorización 23
3.2. Demanda Teórica versus Demanda Real 30
3.3. Balance de Potencia y Pérdidas 59
4. ANÁLISIS TARIFAS EXISTENTES Y SU APLICACIÓN 65
4.1. Revisión Cargos Fijos, Energía, Ventas Medias y Precio Medio 65
4.2. Distribución Ventas Medias 83
4.3. Análisis Consumos Horarios Clientes Regulados 90
4.4. Revisión Equipos de Medición Existentes 100
5. REVISIÓN COHERENCIA ESTRUCTURAS TARIFARIAS 103
5.1. Generación y compra de las empresas distribuidoras 103
5.2. Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional 105
5.3. Distribución 107
6. REVISIÓN EXPERIENCIA NACIONAL E INTERNACIONAL 109
6.1. Revisión Experiencia Nacional 109
6.2. Revisión Experiencia Internacional 111
6.3. Aplicación Experiencia Internacional en Chile 151
7. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA 156
7.1. Cambios Regulatorios y su Efecto en las Estructuras Tarifarias 156
7.2. Estructura Tarifaria Propuesta 164
8. COMPARACIÓN PRECIOS MEDIOS Y RECAUDACIÓN EMPRESA DISTRIBUIDORA 183
ANEXO 1: Desglose Cargos Tarifarios Clientes Regulados 188
ANEXO 2: Validación Modelo Cargos Tarifarios 194

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Anexo 3: Evolución Consumos y Precios Medios 198

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

1. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente estudio es analizar la estructura tarifaria actual, evaluar la posibilidad de cambiar dicha estructura y definir nuevos tipos de tarifas, tanto de las opciones tarifarias a usuarios finales como de los peajes de distribución. Todo lo anterior, teniendo en cuenta que la implementación de los nuevos proyectos de ley modifica la metodología de cálculo de los cargos a traspasar a los clientes finales.

En particular, este Informe Final contempla el desarrollo de las actividades asociadas al Primer, Segundo y Tercer Objetivos Específicos. El Primer Objetivo Específico corresponde a un análisis crítico sobre la relación que guardan en sus distintas aristas las estimaciones y supuestos realizados, en ocasión de las fijaciones tarifarias, con los resultados reales para las empresas concesionarias de distribución. Para ello, se comparó la facturación real de cada empresa, por cada opción tarifaria y sus componentes, con los ingresos que se hubiesen observado si los supuestos del informe técnico respectivo hubiesen coincidido con los reales. Se revisaron los siguientes aspectos:

- Factores de sectorización, que refleja la diferencia del crecimiento espacial de la demanda de cada una de las empresas concesionarias de distribución, constatándose que si bien se registran diferencias al revisar por separado el cargo fijo de los costos por uso de la red, éstas no son superiores al 1,5% para las empresas, por lo que se registra un traspaso de los costos entre ambos cargos.

- Tasa de crecimiento de la demanda para las empresas de referencia de cada área típica, registrándose en general mayores tasas de crecimiento real en 2012 – 2013, revirtiéndose en 2014, con su consecuencia directa en la variación de los ingresos de las empresas. A nivel de opción tarifaria, alrededor del 70% de los ingresos por VAD lo reporta la tarifa BT1.

- Balance de potencia y pérdidas, comparando las compras fijadas por SEC en su proceso anual de Costos de Explotación con las ventas referidas utilizando los factores de coincidencia – horas de uso y pérdidas del decreto tarifario, registrándose en el caso de la energía un déficit del 3,5% en la recaudación para el total de las empresas, mientras que en la potencia en horas de punta se presentan resultados mixtos entre ellas.

Respecto del Segundo Objetivo Específico, se refiere a realizar un análisis crítico sobre la conveniencia de contar con cada una de las opciones tarifarias existentes, considerando al menos sus objetivos, el número y tipo de clientes a los que apunta y si la estructura es idónea para las distintas realidades zonales del país (tanto regulatorias como naturales). Para ello, se revisaron las fórmulas tarifarias y su aplicación en el período 2008 – 2014, utilizando como indicadores la tasa de crecimiento promedio de

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

los cargos fijos y de la energía vendida por cliente, además del precio medio por kWh vendido, observándose que:

- Las opciones BT1a y AT4.3 registran el 97% de los cargos fijos y el 80% de la energía vendida. Ambas presentan tasas de crecimiento positivas, siendo AT4.3 la opción AT de menor precio medio.

- La tarifa BT1b registra tasas de crecimiento negativas y un precio medio de 4 veces la opción BT1a, producto de que la estacionalidad del consumo implica una baja venta media de energía que requiere cubrir los costos fijos de transmisión y distribución necesarios para el suministro.

- Las opciones BT2, BT3, AT2, AT3, registran tasas de crecimiento positivas de cantidad de cargos fijos y negativas en el consumo promedio por cliente, lo que puede deberse a una migración de los clientes de mayor consumo a opciones tarifarias con registro horario. En AT, AT3PP ocupa el segundo lugar en consumo promedio por cliente tras AT4.3. En BT, en algunos casos BT4.1 registra menores precios medios que BT4.3.

- Las tarifas BT4.2 y AT4.2, registran tasas de crecimiento negativas y altos precios medios, por lo que se encuentran en desuso.

- Las opciones BT4.1 y AT4.1, presentan tasas de crecimiento negativas de cantidad de cargos fijos y consumo promedio por cliente.

Al revisar el comportamiento horario por tarifa, se observa que los mayores consumos se registran en el bloque de las 8 a 18 horas. La señal de precio horaria, expresada en el costo de la potencia en horas de punta, es recogida por los clientes AT4.3, no viéndose claramente reflejada en las tarifas restantes.

En el caso de los equipos de medida, el 70% de ellos son de propiedad del cliente, lo que pudiese implicar que en caso de implementarse modificaciones tarifarias con mayores requisitos de medición, se requiera incluir los equipos de medida en el valor agregado de distribución en vez de cargar a los clientes el arriendo del equipo correspondiente.

Respecto de la coherencia de la estructura tarifaria, se registran diferencias entre los períodos de control bajo el DS 62 entre las transacciones entre generadores y la venta a los clientes, lo que es ajustado por medio de un factor, que si bien hace coincidir los montos, no entrega la señal correcta sobre los clientes que hacen mayor uso del sistema. Respecto de la transmisión, la Ley 20.936 señala que su remuneración por parte de los clientes finales es con un cargo asociado a la energía, con lo que no se generan distorsiones en la recaudación de la cadena de pago.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

El Tercer Objetivo Específico considera el análisis y propuesta de nuevas opciones tarifarias, para lo que se incluye una revisión de la experiencia nacional según entrevistas a las empresas distribuidoras, destacándose la Tarifa Flexible Regulada de Chilectra. A nivel de experiencia internacional, se incluyen los modelos regulatorios de España, California, Wisconsin, Argentina y Perú, de modo de reflejar opciones que van desde un desarrollo de opciones tarifarias centralizado como España, Argentina y Perú, hasta un modelo de propuesta por parte de las empresas como es el caso de California y Wisconsin. En general, se destacan las opciones tarifarias con precios diferenciados según bloque horario de consumo y en algunos casos con precios crecientes a medida que aumenta el consumo.

La estructura tarifaria propuesta considera la eliminación de la tarifa BT1b y la no incorporación de nuevos clientes a las opciones BT4.1, BT4.2, AT4.1 y AT4.2. Adicionalmente, se crean opciones tarifarias exclusivas para los clientes residenciales, con opción de un cargo sólo por energía, o bien pago de energía y potencia con precios de energía diferenciados por período de consumo. En esta última línea, se propone la creación de las tarifas BT5 y AT5, para los clientes no residenciales.

Para finalizar, se incluye la comparación de los precios medios para las distintas opciones tarifarias, según una cuenta tipo representativa escogida del detalle de consumos entregado por las empresas distribuidoras.

El presente informe consta de ocho capítulos. Los dos primeros incluyen las actividades asociadas al Objetivo Específico 1, con el detalle del procesamiento y revisión de la información fuente utilizada, además del análisis de los escenarios revisados. El capítulo 4 contiene la revisión de las tarifas existentes y su aplicación, incluyendo las ventas y precios medios, consumo horario y medidores existentes. Finalmente, en el capítulo 5 incluye la revisión de la coherencia de la estructura tarifaria, desglosada según los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución. El capítulo 6 incluye la revisión de las experiencias tarifarias nacionales e internacionales revisadas, mientras que el Capítulo 7 contiene la estructura tarifaria propuesta, cuyos precios medios son evaluados con el modelo indicado en el Capítulo 8.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

2. PROCESAMIENTO INFORMACIÓN FUENTE

Para la comparación de los ingresos reales percibidos por las empresas distribuidoras respecto de los proyectados en los estudios tarifarios en el período 2008 – 2014, se requirió el desarrollo de las siguientes actividades:

i. ***Determinación de los cargos tarifarios*** por opción tarifaria, comuna, casos, sector y empresa concesionaria de distribución, desglosándolos en sus componentes nudo, subtransmisión y VAD, utilizando como información base los Decretos de Precio de Nudo e indexadores VAD publicados en el sitio web de la CNE.

ii. ***Determinación de las unidades físicas reales facturadas***, a partir de la información de Ingresos de Explotación entregada anualmente por las empresas distribuidoras a SEC, en particular en los siguientes archivos:

   - *ING_VENTAS_CL_FIN_REGXXXAAAA*, para los clientes finales regulados. Dispone de una hoja por opción tarifaria, con el detalle mensual de la cantidad de clientes, energía y demanda facturada por la empresa distribuidora por comuna, caso y sector de precio de nudo.
   - *ING_OTRAS_VENTASXXXAAAA*, para las ventas a clientes finales no regulados y otras empresas distribuidoras que hacen uso de las redes de distribución de la empresa concesionaria.
   - *ING_PEAJESXXXAAAA*, para los clientes de peajes de distribución. Dispone de una hoja por opción tarifaria, con el detalle mensual de la cantidad de clientes, energía y demanda facturada por la empresa distribuidora por comuna y sector de precio de nudo.
   - *RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXAAAA*, que permite comparar las unidades físicas totales anuales entregados por cada empresa con el detalle de los archivos anteriores.

iii. ***Procesamiento de las unidades físicas teóricas utilizadas,*** en la determinación de los cargos tarifarios incluidos en los Informes Técnicos del Decreto 1T/2012.

iv. ***Determinación de las unidades físicas compradas por Sector de Nudo*** a nivel de Ingreso al Sistema de Distribución de las empresas, a partir de las unidades físicas aprobadas anualmente por SEC en Costos de Explotación.

A continuación, se ilustra el detalle de cada una de las actividades anteriores.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

2.1. Determinación de los Cargos Tarifarios

En la regulación vigente, se distinguen las siguientes estructuras tarifarias para los usuarios de las redes de distribución de las empresas concesionarias de distribución eléctrica:

a) Tarifas de energía eléctrica a cliente final

A grandes rasgos, los precios pagados por los clientes finales consideran la remuneración de los siguientes segmentos:

- ***Generación***, referido al costo de generación de la energía y potencia necesario para el abastecimiento del sistema. Según la normativa vigente, para los clientes regulados el precio a transferir es el resultante de la aplicación de los contratos suscritos en el contexto del proceso de licitaciones de suministro. Cada oferta recibida contiene un precio de energía con los coeficientes de los índices de indexación establecidos en las bases del proceso. Finalmente, la determinación del valor a transferir a cliente final la realiza la Comisión Nacional de Energía en sus decretos de Precio de Nudo Promedio, cada vez que se produzca la indexación de los contratos o entre en operación un nuevo contrato.

- ***Transmisión***, corresponde al pago por el uso de los sistemas de Transmisión. Se distinguen los siguientes casos:

    - *Sistema de Transmisión Troncal*, se determina un cargo dependiendo del tamaño del cliente en $/kWh, por lo que el monto final pagado depende del volumen de energía consumido. El monto se obtiene en base a un estudio tarifario realizado cada 4 años que considera la definición de las instalaciones pertenecientes a este segmento, así como la determinación de sus costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración.

    - *Sistemas de Subtransmisión*, se encuentra incluido en los valores de energía y potencia determinados por la Comisión Nacional de Energía en los Decretos de Precio de Nudo Promedio. El monto se obtiene en base a un estudio tarifario realizado cada 4 años que considera la determinación de los costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones clasificadas previamente como pertenecientes a este segmento. Dependen de la zona geográfica, dado que a lo largo del país se definen 6 ó 7 áreas.

- ***Distribución***, referido al pago por el uso de la red de distribución de la empresa que los suministra. El monto de los cargos se obtiene en base a un

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

estudio tarifario realizado cada 4 años, que determina los costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones, para lo que se clasifican las empresas distribuidoras según su nivel de ruralidad[1], escogiéndose una empresa de referencia para cada rango, proceso conocido como "Fijación de Valor Agregado de Distribución". Adicionalmente, se determinan para cada empresa distribuidora factores de ajuste de la demanda, que permiten que coincida la potencia comprada con la vendida.

Por otro lado, la estructura de los cargos de cada tarifa se fija en el Decreto de Fijación de Valor Agregado de Distribución. A grandes rasgos, se pueden agrupar en:

- ***Cargo Fijo ($/clte/mes):*** Considera la remuneración de los costos de administración de la empresa distribuidora
- ***Pago por Energía ($/kWh):*** Incluye el pago de la energía comprada por la empresa distribuidora con las pérdidas eficientes para llegar al cliente final. En el caso de los clientes residenciales, se considera además el pago de la potencia.
- ***Pago por Potencia en Horas de Demanda Máxima del Sistema ($/kW/mes):*** Considera el pago de la potencia comprada por la empresa distribuidora con las pérdidas eficientes y los factores de ajuste por la coincidencia de la demanda máxima del cliente con la máxima de la empresa.
- ***Pago por Potencia en Horas Fuera de Demanda Máxima del Sistema ($/kW/mes):*** Corresponde principalmente al pago por el uso de las instalaciones de la empresa distribuidora.

Finalmente, las tarifas se pueden clasificar según:

- ***Nivel de tensión,*** BT – AT, baja y alta tensión, respectivamente.
- ***Esquemas de medición asociado,*** abarcando desde las que sólo cuentan con medición de energía (BT1, BT2 y AT2), hasta las que cuentan con registros de energía y potencia (4.3).
- ***Coincidencia del consumo del cliente con las horas de punta del sistema,*** determinando su carácter de presente en punta o parcialmente presente en punta.

Para la valorización de los ingresos de las empresas distribuidoras en el período 2008 – 2014 se determinaron los cargos de cada tarifa en base a los decretos y resoluciones exentas vigentes al último día de cada mes. A continuación, se detalla

[1] El artículo 183° del DFL 4-20018 señala que las áreas típicas de distribución serán fijadas por la Comisión, oyendo previamente a las empresas. El criterio de ruralidad señalado corresponde a lo realizado históricamente en los procesos de fijación de Valor Agregado de Distribución.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

el procedimiento realizado para cada uno de los segmentos que componen los cargos tarifarios al cliente final.

- ***Generación y Transmisión***. En la tabla siguiente se muestran los decretos y resoluciones exentas utilizados en el modelo, diferenciados según su aplicación al SIC, SING y/o Sistemas Medianos. Adicionalmente, para los Sistemas Medianos en los años 2008 y 2009 se utilizaron los precios de compra informados por las empresas y los valores indexados publicados por la Comisión Nacional de Energía en su sitio web. Ambos resultaron coincidentes en todos los casos publicados en la web.

Tabla 1: Decretos y Resoluciones Exentas de Precio de Nudo

<table>
<tr><th>Mes</th><th>SIC</th><th>SING</th><th>SSMM Edelaysen</th><th>SSMM Edelmag</th></tr>
<tr><td>nov-07</td><td colspan="2" rowspan="3">DS 311/2007</td><td rowspan="4">RE 742/2007 - RE 754/2007</td><td rowspan="4">RE 743/2007 - RE 755/2007</td></tr>
<tr><td>dic-07</td></tr>
<tr><td>ene-08</td></tr>
<tr><td>feb-08</td><td rowspan="3">DS 311/2007</td><td>DS 311/2007 - RE 92/2008</td></tr>
<tr><td>mar-08</td><td rowspan="2">RE 92/2008</td></tr>
<tr><td>abr-08</td></tr>
<tr><td>may-08</td><td colspan="2" rowspan="3">DS 130/2008</td><td rowspan="3">RE 242/2008</td><td rowspan="3">RE 241/2008</td></tr>
<tr><td>jun-08</td></tr>
<tr><td>jul-08</td></tr>
<tr><td>ago-08</td><td>DS 130/2008 - RE 537/2008</td><td>DS 130/2008 - RE 538/2008</td></tr>
<tr><td>sep-08</td><td rowspan="2">RE 537/2008</td><td>RE 538/2008</td><td>RE 242/2008 - RE 619/2008</td><td>RE 241/2008 - RE 618/2008</td></tr>
<tr><td>oct-08</td><td>RE 538/2008 - RE 730/2008</td><td>RE 619/2008</td><td>RE 618/2008</td></tr>
<tr><td>nov-08</td><td colspan="2" rowspan="2">DS 381/2008</td><td>RE 772/2008</td><td>RE 771/2008</td></tr>
<tr><td>dic-08</td><td>RE 772/2008 - RE 969/2008</td><td rowspan="4">DS 337/2008 - RE 971/2008 - RE 368/2009 (Peajes: RE379/2009)</td></tr>
<tr><td>ene-09</td><td>RE 127/2009 - RE 81/2009</td><td>RE 127/2009 - RE 82/2009</td><td rowspan="2">RE 969/2008</td></tr>
<tr><td>feb-09</td><td rowspan="2">RE 82/2009</td><td rowspan="2">RE 81/2009</td></tr>
<tr><td>mar-09</td><td>RE 969/2008 - RE 233/2009 (Peajes: RE264/2009)</td></tr>
</table>

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Mes	SIC	SING	SSMM Edelaysen	SSMM Edelmag
abr-09			RE 969/2008 - RE 233/2009 - RE 367/2009 (Peajes: RE379/2009)	
may-09	DS 125/2009		RE 414/2009 Peajes: RE436/2009	RE 416/2009 Peajes: RE436/2009
jun-09				RE 416/2009 - RE 585/2009 (Peajes: RE598/2009)
jul-09			RE 414/2009 - RE 706/2009 (Peajes: RE727/2009)	
ago-09	DS 125/2009	DS 125/2009 - RE 810/2009		
sep-09		RE 810/2009		
oct-09	DS 125/2009 - RE 1063/2009			RE 416/2009 - RE 589/2009 - RE 1081/2009 (Peajes: RE1100/2009)
nov-09	DS 281/2009	DS 281/2009	RE 1129/2009 Peajes: RE1159/2009	RE 1130/2009 - RE 1132/2009 Peajes: RE1159/2009
dic-09				
ene-10	DS 1/2010			
feb-10				
mar-10	DS 60/2010			
abr-10	DS 80/2010	DS 281/2009 - RE 251/2010		
may-10	DS 83/2010	DS 82/2010	RE 272/2010 Peajes: RE284/2010	RE 270/2010 - RE 271/2010 Peajes: RE284/2010
jun-10				
jul-10				
ago-10	DS 208/2010			
sep-10	DS 263/2010			
oct-10	DS 283/2010			RE 270/2010 - RE 271/2010 - DS 203/2010
nov-10	DS 22/2011	DS 264/2010	DS 298/2010	DS 296/2010
dic-10				
ene-11	DS 2T/2014 (ene 11)			
feb-11				
mar-11				
abr-11	DS 2T/2014 (abr 11)			
may-11	DS 2T/2014 (may 11)	DS 40/2011	RE 217/2011 Peajes:	RE 218/2011 Peajes: RE236/2011
jun-11				

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

<table>
<tr><th>Mes</th><th>SIC</th><th>SING</th><th>SSMM Edelaysen</th><th>SSMM Edelmag</th></tr>
<tr><td>jul-11</td><td rowspan="4">DS 2T/2014 (jul11)</td><td rowspan="4"></td><td rowspan="4">RE236/2011</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>ago-11</td></tr>
<tr><td>sep-11</td></tr>
<tr><td>oct-11</td></tr>
<tr><td>nov-11</td><td rowspan="2">DS 2T/2014 (nov11)</td><td rowspan="2">DS 85/2011</td><td rowspan="5">RE 632/2011 Peajes: RE 697/2011</td><td rowspan="5">RE 631/2011 Peajes: RE 697/2011</td></tr>
<tr><td>dic-11</td></tr>
<tr><td>ene-12</td><td colspan="2" rowspan="3">DS 2T/2014 (ene 12)</td></tr>
<tr><td>feb-12</td></tr>
<tr><td>mar-12</td></tr>
<tr><td>abr-12</td><td colspan="2">DS 2T/2014 (abr 12)</td><td rowspan="5">RE 269/2012 Peajes: RE297/2012</td><td rowspan="5">RE 271/2012 Peajes: RE297/2012</td></tr>
<tr><td>may-12</td><td colspan="2" rowspan="2">DS 2T/2014 (may 12)</td></tr>
<tr><td>jun-12</td></tr>
<tr><td>jul-12</td><td rowspan="2">DS 2T/2014 (jul12)</td><td>DS 2T/2014 (may 12)</td></tr>
<tr><td>ago-12</td><td rowspan="2">DS 2T/2014 (ago 12)</td></tr>
<tr><td>sep-12</td><td rowspan="2">DS 2T/2014 (sep 12)</td><td rowspan="5">RE 816/2012 Peajes: RE828/2012</td><td rowspan="5">RE 817/2012 Peajes: RE828/2012</td></tr>
<tr><td>oct-12</td></tr>
<tr><td>nov-12</td><td colspan="2" rowspan="2">DS 2T/2014 (nov 12)</td></tr>
<tr><td>dic-12</td></tr>
<tr><td>ene-13</td><td rowspan="3">DS 2T/2014 (ene 13)</td><td>DS 2T/2014 (nov 12)</td></tr>
<tr><td>feb-13</td><td rowspan="2">DS 2T/2014 (mar 13)</td></tr>
<tr><td>mar-13</td></tr>
<tr><td>abr-13</td><td colspan="2" rowspan="6">DS 3T/2014</td><td rowspan="6">RE 242/2013 Peajes: RE257/2013</td><td rowspan="6">RE 241/2013 Peajes: RE257/2013</td></tr>
<tr><td>may-13</td></tr>
<tr><td>jun-13</td></tr>
<tr><td>jul-13</td></tr>
<tr><td>ago-13</td></tr>
<tr><td>sep-13</td></tr>
<tr><td>oct-13</td><td colspan="2">DS 4T/2014</td><td rowspan="6">Peajes: RE692/2013</td><td rowspan="6">Peajes: RE692/2013</td></tr>
<tr><td>nov-13</td><td>DS 6T/2014</td><td rowspan="5">DS 4T/2014</td></tr>
<tr><td>dic-13</td><td rowspan="2">DS 7T/2014</td></tr>
<tr><td>ene-14</td></tr>
<tr><td>feb-14</td><td rowspan="2">DS 8T/2014</td></tr>
<tr><td>mar-14</td></tr>
<tr><td>abr-14</td><td colspan="2" rowspan="3">DS 9T/2014</td><td rowspan="3">RE 151/2014 Peajes: RE166/2014</td><td rowspan="3">RE 150/2014 Peajes: RE166/2014</td></tr>
<tr><td>may-14</td></tr>
<tr><td>jun-14</td></tr>
<tr><td>jul-14</td></tr>
</table>

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Mes	SIC	SING	SSMM Edelaysen	SSMM Edelmag
ago-14				
sep-14	DS 2T/2015	DS 9T/2014		
oct-14	DS 3T/2015			
nov-14	DS 9T/2015		RE 537/2014 Peajes: RE538/2014	RE 535/2014 Peajes: RE538/2014
dic-14				

Respecto del cargo de Transmisión Troncal para los sistemas SIC y SING, se utilizó el valor publicado en los Decretos de Precio de Nudo vigentes a la fecha de aplicación de cada tarifa.

En el caso del segmento de Subtransmisión, no obstante, se utilizó en los cargos a cliente final el Precio de Nudo Equivalente contenido en los Decretos de Precio de Nudo Promedio, para determinar esta componente desglosada en VASTx y pérdidas[2]. En la tabla siguiente se resume el procedimiento aplicado en cada período.

Tabla 2: Procedimiento Cargos Subtransmisión

Período	Sistema	Procedimiento
2008 - 2009	SIC - SING	Generación: Precio de Nudo de Corto Plazo Subtransmisión: Factores n,r y k decretos Precio de Nudo de Corto Plazo
2010	SIC	Generación: Precio de Nudo Promedio Subtransmisión: Factores n,r y k decretos Precio de Nudo de Promedio
	SING	Generación: Precio de Nudo de Corto Plazo Subtransmisión: Factores n,r y k decretos Precio de Nudo de Corto Plazo
2011	SIC	Generación: Precio de Nudo Promedio Subtransmisión: DS 14 con factor de distribución VASTx. Sin aplicar cambio de sectores a comunas.
	SING	Generación: Precio de Nudo de Corto Plazo Subtransmisión: DS 14 con factor de distribución VASTx. Sin aplicar cambio de sectores a comunas.
2012	SIC-SING	Generación: Precio de Nudo Promedio Subtransmisión: DS 14 con factor de distribución VASTx. Sin aplicar cambio de sectores a comunas.
2013	SIC-SING	Generación: Precio de Nudo Promedio Subtransmisión: DS 14 con factor de distribución VASTx hasta octubre.

[2] Este desglose no fue aplicado a la componente de subtransmisión del cargo por potencia, producto del ajuste aplicado de forma gradual con la entrada en vigencia del DS14/2012.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Período	Sistema	Procedimiento
		Desde enero aplica cambio de sectores a comunas.
2014	SIC-SING	Generación: Precio de Nudo Promedio Subtransmisión: DS 14.

- ***Distribución***. Se aplicaron los parámetros contenidos en los siguientes decretos:
  - DS 276/2004, desde enero a octubre 2008.
  - DS 385/2008, desde noviembre 2008 a octubre 2012.
  - DS 1T/2012, desde noviembre 2012 a diciembre 2014.

En el Anexo 1 se incluye el detalle de los cargos de cada opción tarifaria con su correspondiente desglose por componentes.

b) Peajes de Distribución

Corresponde a la tarifa aplicar por las empresas concesionarias de distribución a los clientes no sometidos a regulación de precios, que hacen uso de sus redes de distribución eléctrica y son suministrados por terceros.

Según lo estipulado en la ley, el peaje a pagar deberá ser "*igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona*".

Las fórmulas tarifarias son establecidas cada 4 años, en períodos coincidentes con las fijaciones de Valor Agregado de Distribución para los clientes finales regulados, con estructuras tarifarias similares (a excepción de BT1), descontando los cargos de la componente Nudo que corresponde traspasar al suministrador del cliente. Adicionalmente, las fórmulas tarifarias reflejan los siguientes ajustes:

- Por el uso en las tarifas reguladas de los precios de energía y potencia promedio por empresa (Precio de Nudo Equivalente) y los precios de la subestación primaria correspondiente al cliente,
- Factores de coincidencia de la demanda de los clientes con la compra de la empresa distribuidora.

En particular, para el cálculo de los cargos tarifarios del período 2008 – 2014, se requiere añadir a los parámetros empleados en la determinación de las tarifas

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

de los clientes finales regulados, los precios de energía y potencia de las subestaciones primarias de las que son abastecidos los clientes. Para su determinación se realizó lo siguiente:

- Año 2008:
  - SIC: Se utilizó la RE 62/2008 de enero a abril y la RE 329/2008 para el resto del año.
  - SING: No se realizó el cálculo porque el detalle entregado por las empresas sólo incluye un cargo fijo, lo que no hace posible determinar un precio con el modelo.
- Año 2009 y 2010: Se utilizaron los valores fijados por SEC en el Proceso de costos de Explotación.
- Año 2011 en adelante: Resoluciones Exentas con los precios determinados por la Comisión Nacional de Energía, con motivo de las indexaciones de los decretos de Precio de Nudo.

2.2. Determinación de las Ventas Reales

Para el análisis, se consideraron los datos informados por las empresas distribuidoras en el proceso de Ingresos de Explotación del período 2008 – 2014, diferenciados según el tipo de cliente abastecido, con el siguiente detalle:

a. Clientes Regulados

Se utilizaron como fuente los siguientes archivos:

- ING_VENTAS_CL_FIN_REGXXXYYYY, con el detalle de las ventas de cada empresa por tarifa y comuna.
- RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad

En primera instancia, se compararon las unidades físicas totales informadas por empresa (RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad) con el detalle por tarifa – comuna (ING_VENTAS_CL_FIN_REGXXXYYYY, hoja de cada tarifa) entregados por cada empresa concesionaria de distribución. En los análisis posteriores se utilizó el detalle informado a nivel de tarifa – comuna, por lo que sólo se registraron ajustes en los casos de errores evidentes, dado que la revisión de la causa de dichas diferencias se encuentra fuera del alcance del estudio. En la tabla siguiente se resumen las principales diferencias encontradas, señalándose los casos en los que fue corregido el archivo de detalle por tarifa - comuna.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 3: Observaciones Comparación Detalle y Resumen Informados

Año	Empresa	Observación	Diferencia[3]	Corrección
2008	CEC (29)	AT4.1, informa intercambiadas PHP y PFHP.	744 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
	COELCHA (34)	BT4.3, no coinciden PHP y PFHP.	PHP: - 266 kW PFHP: 448 kW	No
	CRELL (40)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP.	575 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
2009	COELCHA (34)	AT2PPP y AT3PPP, no coincide energía y PFHP.	AT2PPP:1.272.002 kWh y 8563 kW AT3PPP: 721.984 kWh y 5024 kW	No
	COOPREL (36)	BT3PPP, no coincide energía.	2.119.339 kWh	No
	CRELL (40)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP AT2PPP, informa datos energía como texto no sumados en resumen BT2PPP, informa datos potencia como texto no sumados en resumen	554 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle. AT2PPP: 17.323 kWh BT2PPP: 42 kW	AT2PPP y BT2PPP
2010	EEPA (14)	BT1a, no coincide energía adicional.	-465.542 kWh	No
	SOCOEPA (35)	BT1a, no coincide energía adicional AT3PP y AT3PPP, sin detalle potencia	BT1a: 1.382 kWh AT3PP: -4.693 kW AT3PPP: -8.663 kW	No
	CRELL (40)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP.	546 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
2011	COELCHA (34)	BT2PPP y AT2PPP, no coincide energía y potencia. AT4.2, no coincide PHP y PFHP	BT2PPP: 245.295 kWh y 1.491 kW AT2PPP: -993.540 kWh y -8.729 kW AT4.2: PHP -32 kW y PFHP 1.713 kW	No
	EEC (12)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP	7324 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
	CRELL (40)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP.	550 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No

[3] Diferencia Detalle – Resumen Ingresos

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Año	Empresa	Observación	Diferencia[3]	Corrección
2012	EEC (12)	AT4.2, informa intercambiadas PHP y PFHP	7.146 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
	COELCHA (34)	AT4.2, no coincide PHP y PFHP.	PHP: -73 kW PFHP: 2.340 kW	No
	CRELL (40)	AT4.1 y BT4.1, no coincide PHP.	AT4.1: -273 kW BT4.1: 32 kW	No
2013	EEC (12)	AT4.2 y BT4.3, informa intercambiadas PHP y PFHP	AT4.2: 7.085 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle. BT4.3: 6600 kW, asignados a PFHP en resumen y a PHP en detalle.	No
	LUZ ANDES (15)	No coincide detalle con resumen	Diferencia en todos los cargos y tarifas	No
	COELCHA (34)	AT4.2, no coincide PHP y PFHP.	139 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle.	No
2014	FRONTEL (22) SAESA (23) EDELAYSEN (24) LUZ OSORNO (39)	No informa Tipo de Suministro. No dispone de tarifa subterránea.		Tipo 1 (Aéreo)
	EEC (12)	AT4.2 y BT4.3, informa intercambiadas PHP y PFHP	AT4.2: 6.879 kW, asignados a PHP en resumen y a PFHP en detalle. BT4.3: 6252 kW, asignados a PFHP en resumen y a PHP en detalle.	No
	CEC (29)	AT3PP, no coincide energía y potencia.	-1.362.271 kWh y -4.578 kW	No

A continuación, se realizaron los siguientes ajustes a los datos consolidados:

- Se eliminaron las filas con unidades físicas y monetarias iguales a cero
- Se homologaron los nombres de las comunas, de modo de facilitar el cruce posterior con los cargos tarifarios.
- Se transformaron los valores de meses entregados como texto a numéricos.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Adicionalmente, para poder comparar el año 2014 en los escenarios evaluados de las empresas CGE Distribución y CONAFE, se utilizó la información proporcionada por la Contraparte Técnica de las unidades físicas por separado de las empresas que se fusionaron: EMETAL – EMELECTRIC – CGE DISTRIBUCIÓN y ENELSA – CONAFE.

b. Clientes No Regulados

Se utilizaron como fuente los siguientes archivos:

- ING_OTRAS_VENTASXXXYYYY, hoja CL_FIN_NO_REG que incluye el detalle de las ventas de cada empresa por cliente.
- RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad

En primera instancia, se compararon las unidades físicas totales informadas por empresa (RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad) con el detalle por cliente (ING_OTRAS_VENTASXXXYYYY, hoja CL_FIN_NO_REG) entregados por cada empresa concesionaria de distribución. En los análisis posteriores se utilizó el detalle por cliente, por lo que no se registraron ajustes, dado que la revisión de la causa de dichas diferencias se encuentra fuera del alcance del estudio. En la tabla siguiente se resumen las principales diferencias encontradas.

Tabla 4: Diferencias Detalle y Resumen Clientes No Regulados

Año	Empresa	Observación	Diferencia[4]	Corrección
2011	CONAFE (7)	No coincide asignación AT_SD y AT_sinSD	AT_SD: 32.472.579 kWh, PHP: 63.368 kW y PFHP: 5.774 kW AT_sinSD: Ídem con signo contrario.	No
2012	CGED (18)	No coincide asignación >AT y AT_sinSD	>AT: 22.888.087 kWh, PHP: 44.820 kW y PFHP: 45.209 kW AT_sinSD: Ídem con signo contrario.	No

A continuación, se realizaron los siguientes ajustes a los datos consolidados:

- Se homologaron los nombres de las comunas, de modo de facilitar el cruce posterior con los cargos tarifarios.

[4] Diferencia Detalle – Resumen Ingresos

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Se transformaron los valores de meses entregados como texto a numéricos.

c. Empresas Distribuidoras

Se utilizaron como fuente los siguientes archivos:

- ING_OTRAS_VENTASXXXYYYY, hoja EEDD que incluye el detalle de las ventas de cada empresa por cliente.
- RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad

En primera instancia, se compararon las unidades físicas totales informadas por empresa (RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad) con el detalle por cliente (ING_OTRAS_VENTASXXXYYYY, hoja EEDD) entregados por cada empresa concesionaria de distribución. En los análisis posteriores se utilizó el detalle por cliente, por lo que no se registraron ajustes, dado que la revisión de la causa de dichas diferencias se encuentra fuera del alcance del estudio. En la tabla siguiente se resumen las principales diferencias encontradas.

Tabla 5: Diferencias Detalle y Resumen Empresas Distribuidoras

Año	Empresa	Observación	Diferencia[5]	Corrección
2008	LITORAL (9)	AT_SD, no coinciden PHP y PFHP	PHP : -150 kW PFHP: -14 kW	No
2009	LITORAL (9)	AT_SD, no coincide PHP	PHP : -40 kW	No
	EDECSA (28)	AT_SD y AT_sinSD, unidades físicas asignadas en Resumen a AT_sinSD y en detalle a AT_SD	AT_SD: 549.051 kWh, PHP: 1.227 kW y PFHP: 331 kW AT_sinSD: Ídem con signo contrario.	No
2010	EDECSA (28)	AT_SD y AT_sinSD, unidades físicas asignadas en Resumen a AT_sinSD y en detalle a AT_SD	AT_SD: 393.849 kWh, PHP: 728 kW y PFHP: 461 kW AT_sinSD: Ídem con signo contrario.	No
2012	SAESA (23)	AT_SD, no coinciden energía y potencia	356.419 kWh, PHP: 1.391 kW y PFHP: 4.366 kW	No
	EDECSA (28)	AT_SD y AT_sinSD, unidades físicas asignadas en Resumen a AT_sinSD y en detalle a AT_SD	AT_SD: 507.880 kWh, PHP: 1.172 kW y PFHP: 193 kW AT_sinSD: Ídem con signo contrario.	No

A continuación, se realizaron los siguientes ajustes a los datos consolidados:

[5] Diferencia Detalle – Resumen Ingresos

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Se homologaron los nombres de las comunas, de modo de facilitar el cruce posterior con los cargos tarifarios.
- Se transformaron los valores de meses entregados como texto a numéricos.

d. Peajes de Distribución

Se utilizaron como fuente los siguientes archivos:

- ING_PEAJESXXXYYYY, con las hojas correspondientes a Peajes que hacen uso del Sistema de Distribución de la empresa.
- RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad

En primera instancia, para las tarifas que hacen uso del sistema de distribución de la concesionaria, se compararon las unidades físicas totales informadas por empresa (RESUMEN_INGRESOS_EXPXXXYYYY, hoja Res_Vta_Fisica_Electricidad) con el detalle por cliente (ING_PEAJESXXXYYYY, cada hoja por tarifa) entregados por cada empresa concesionaria de distribución. No se encontraron diferencias entre ambos valores informados.

A continuación, se homologaron los nombres de las comunas, de modo de facilitar el cruce posterior con los cargos tarifarios.

2.3. Determinación de las Ventas Teóricas

Para cada una de las empresas de referencia del estudio correspondiente al Decreto 1T/2012 se realizó el siguiente procedimiento:

- Año 2011, se utilizó la cantidad de clientes, unidades físicas de energía y de potencia vendidas proporcionadas por la Contraparte Técnica, desglosadas por Tarifa, Comuna y Tipo de Suministro (aéreo o subterráneo). Al comparar con las unidades físicas informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, se registraron las siguientes diferencias:
    - Chilectra, en las asignaciones por tipo de suministro al interior de cada tarifa,
    - CONAFE, para la tarifa AT4.3, las unidades físicas teóricas son inferiores a las informadas en Ingresos de Explotación (32 GWh en energía y 63 MW-año en Potencia en Horas de Punta),
    - Saesa, los cargos fijos teóricos son un 3% inferiores a los reales informados en Ingresos de Explotación,
    - Frontel, los cargos fijos teóricos son un 3,4% inferiores a los reales informados en Ingresos de Explotación,
    - Edelaysen, los cargos fijos teóricos son 4,78% inferiores a los reales informados en Ingresos de Explotación.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Cabe mencionar que, la Contraparte Técnica sólo proporcionó el archivo con las ventas utilizadas en su ajuste tarifario del año 2011, por lo que no es factible realizar el seguimiento y análisis de las diferencias respecto de las ventas reales informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación.

- Período 2012 a 2014:
  - Se utilizó como año base el año 2011, sobre el que se aplicó el procedimiento señalado a continuación.
  - Se determinó la tasa teórica de crecimiento anual de las ventas de energía a partir de la proyección entregada por la Contraparte Técnica por Punto de Ingreso al Sistema de Distribución de la Empresa.
  - A partir de las ventas reales, se calculó la participación anual de la energía vendida de cada tarifa en las ventas totales.
  - Las unidades físicas de energía vendidas totales anuales por tarifa se obtuvieron como el producto de:
    - La participación de la energía en las ventas totales,
    - Las ventas totales determinada con la tasa de crecimiento teórica de la empresa.
  - Se determinó la tasa de crecimiento de energía por tarifa, la que se aplicó al detalle por Tarifa, Comuna y Punto de Suministro del año anterior.
  - Para determinar la tasa de crecimiento teórica de la cantidad de clientes, potencia en horas de punta y fuera de punta, se escaló la tasa de crecimiento total real de la empresa (clientes, potencia en horas de punta y fuera de punta por separado) según las tasas de crecimiento de la energía real y teórica. La distribución al interior de las tarifas se realizó del mismo modo indicado para la energía.

Finalmente, se homologaron los nombres de las comunas, empresas y tarifas, de modo de facilitar el cruce posterior con los cargos tarifarios.

2.4. Determinación de las Compras por Sector de Nudo

Se utilizó como información fuente las unidades físicas de energía y potencia en horas de punta fijadas anualmente por SEC en el proceso de Costos de Explotación para el período 2009 - 2014, a nivel de ingreso al sistema de distribución de cada una de las empresas, incluidos en el archivo con el detalle de los Rechazos de Compra de Energía y Potencia de cada revisión. A continuación, se asoció cada punto de ingreso a su correspondiente Sector de Nudo, según lo estipulado en los Decretos de Precio de Nudo vigentes.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Cabe mencionar que, los valores de energía y potencia revisados por SEC incluyen la totalidad de las compras de las empresas distribuidoras para sus clientes que hacen uso del sistema de distribución, referida a cada punto de ingreso al sistema de distribución, incluyendo los clientes regulados, no regulados, empresas distribuidoras y las pérdidas asociadas a peajes de distribución.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

3. ANÁLISIS INGRESOS REALES Y TEÓRICOS

Para realizar la comparación entre los Ingresos Reales y Teóricos, se procedió en primera instancia a realizar la validación de los cargos tarifarios determinados con el modelo desarrollado. Para ello, se valorizaron las unidades físicas informadas por las empresas distribuidoras con los cargos modelados y se compararon con los valores monetarios informados por las empresas en Ingresos de Explotación. En el Anexo N° 2 se incluye el detalle del procedimiento realizado.

A continuación, se procedió a revisar el efecto de los siguientes parámetros incluidos en la determinación de los cargos tarifarios:

- Factores de sectorización, que generan diferencias en la recaudación respecto de lo esperado en caso de que la distribución espacial de los clientes en el período tarifario no sea similar a la del año de ajuste de la tarifa,

- Demanda teórica versus demanda real para las empresas de referencia de cada una de las áreas típicas, que implica una diferencia en la recaudación por Valor Agregado de Distribución, producto de que éste es traspasado al cliente final por medio de un cargo unitario.

- Factores de coincidencia, horas de uso y de expansión de pérdidas, que reflejan la diferencia en el margen de la empresa distribuidora entre sus ventas referidas con los factores teóricos a los puntos de ingreso a su sistema de distribución y las compras fijadas por SEC en Costos de Explotación en dichos puntos.

A continuación, se detalla la revisión desarrollada en cada uno de los escenarios mencionados.

3.1. Factores de Sectorización

El ejercicio consideró la comparación de la valorización de las unidades físicas informadas en los archivos de Ingresos de Explotación del período 2008 – 2014 correspondientes a todos los clientes que hacen uso del Sistema de Distribución de la empresa concesionaria de distribución (Clientes Finales Regulados, No Regulados, Empresas Distribuidoras y Peajes), con los cargos tarifarios determinados de la siguiente forma:

- ***Escenario CON***: Con los Factores de Sectorización indicados en los Decretos Tarifarios de Valor Agregado de Distribución para cada empresa y comuna, tanto para los cargos por uso de la red (FSTCD aplicado a los

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

CDAT y CDBT) como a los gastos de administración (FSTCF correspondiente al cargo fijo).

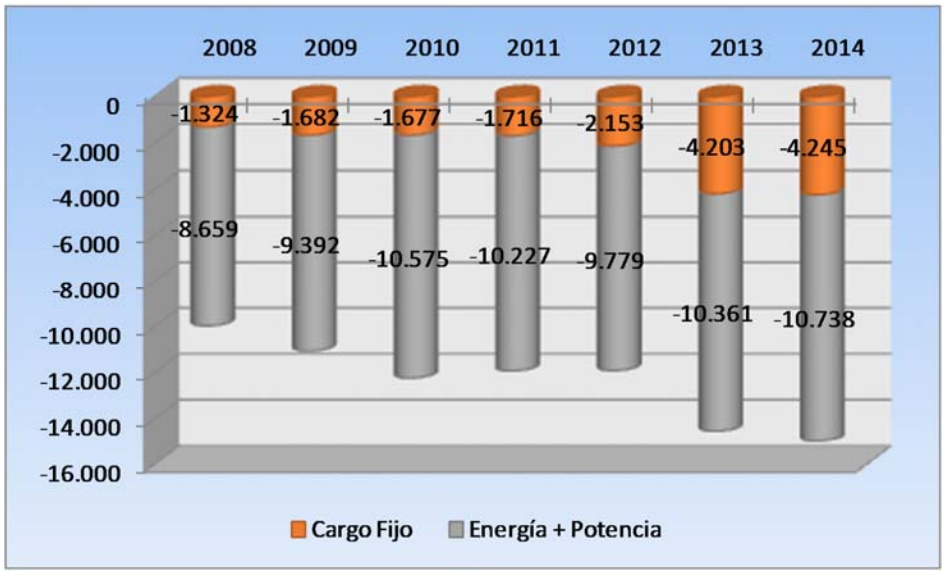
- ***Escenario SIN***: Ambos factores de sectorización iguales a 1 (FSTCF = FSTCD = 1). Dado que ambos factores aplican sobre términos por separado (FSTCF en Cargo Fijo y FSTCD en Energía + Potencia), los efectos de su aplicación se visualizan de forma independiente en las filas correspondientes de las tablas siguientes.

En la tabla y gráfico siguientes se ilustra el efecto de los factores de sectorización para el conjunto de empresas analizadas. En todos los casos, se registraron reducciones de los ingresos por el uso de dicho factor, no observándose el incremento esperado en el transcurso del período tarifario. Porcentualmente, dicha reducción resulta superior en el Cargo Fijo.

Tabla 6: Diferencia Ingresos Anuales con Factor y sin Factor (MM$ dic 2014)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CargoFijo	-1.324	-1.682	-1.677	-1.716	-2.153	-4.203	-4.245
Energía+Potencia	-8.659	-9.392	-10.575	-10.227	-9.779	-10.361	-10.738
Total	-9.982	-11.074	-12.252	-11.942	-11.931	-14.564	-14.983

Gráfico 1: Diferencia Ingresos Factor de Sectorización por Cargo (Con – Sin)



A continuación, se muestran las tablas con el detalle de las diferencias en los ingresos por cargo para las distintas empresas producto de la aplicación del Factor de Sectorización, con el siguiente desglose:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Efecto FSTCF, aplicado sobre los ingresos por Cargo Fijo.
- Efecto FSTCD, correspondiente a los ingresos por energía, potencia en horas de punta y fuera de horas de punta.

En ambos casos se aprecian cambios de tendencia en los años de cambio de aplicación de decreto de Valor Agregado de Distribución: 2008 y 2012, con una transición entre los valores de ambos decretos vigentes.

Tabla 7: Variación Cargo Fijo (Efecto FSTCF Con-Sin)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EMELARI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ELIQSA	-0,24%	0,17%	0,17%	0,17%	0,14%	0,00%	0,00%
ELECDA SING	0,33%	0,41%	0,41%	0,41%	0,35%	0,00%	0,00%
ELECDA SIC	0,51%	0,60%	0,60%	0,60%	0,50%	0,00%	0,00%
EMELAT	-0,40%	-0,92%	-0,92%	-0,93%	-0,77%	0,00%	0,00%
CHILQUINTA	-1,46%	-1,53%	-1,51%	-1,44%	-1,19%	-0,04%	-0,04%
CONAFE A	-0,67%	-1,47%	-1,47%	-1,47%	-1,47%		
CONAFE B	-11,75%	-3,63%	-3,63%	-3,63%	-3,63%		
CONAFE						-0,46%	-0,46%
EMELCA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
LITORAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CHILECTRA	-8,26%	-9,02%	-9,01%	-9,01%	-7,58%	-0,68%	-0,66%
EEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TIL-TIL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,43%	26,39%	26,55%
EEPA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
LUZ ANDES	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EMELECTRIC	-0,08%	-0,21%	-0,25%	-0,23%	-1,47%	-7,57%	-7,59%
CGE Distribución	-0,44%	-1,91%	-1,81%	-1,86%	-5,28%	-26,30%	-26,28%
COOPELAN	-0,04%	-0,04%	-0,04%	-0,04%	-0,03%	0,00%	0,00%
FRONTEL	-0,08%	-0,33%	-0,33%	-0,34%	-0,62%	-2,00%	-2,03%
SAESA	-1,24%	-1,49%	-1,48%	-1,48%	-4,69%	-22,27%	-22,27%
EDELAYSEN	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EDELMAG	-0,66%	-1,27%	-1,27%	-1,27%	-1,06%	0,00%	0,00%
CODINER	-0,92%	-1,47%	-1,44%	-1,44%	0,96%	12,70%	12,65%
EDECSA	0,01%	-0,06%	-0,07%	-0,09%	-5,13%	-35,36%	-35,31%
CEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EMETAL	0,71%	1,04%	1,03%	1,03%	5,54%	26,55%	26,55%
LUZLINARES	-2,44%	-1,25%	-1,24%	-1,26%	2,99%	23,16%	23,08%
LUZPARRAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,39%	19,42%	19,42%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
COPELEC	-1,73%	-2,71%	-2,71%	-2,71%	2,10%	24,92%	24,82%
COELCHA	-0,45%	-0,71%	-0,71%	-0,70%	0,36%	5,66%	5,69%
SOCOEPA	-1,79%	-1,96%	-1,44%	-1,95%	-1,61%	0,00%	0,00%
COOPREL	-3,49%	-1,85%	-0,93%	-0,94%	-0,77%	0,00%	0,00%
LUZ OSORNO	-10,45%	-10,65%	-10,65%	-10,64%	-5,35%	19,63%	19,63%
CRELL	-16,27%	-16,30%	-16,34%	-16,36%	-9,58%	22,97%	22,96%
ENELSA	-0,72%	-0,88%	-0,88%	-0,88%	-0,14%	3,43%	3,43%
Total	-2,17%	-2,89%	-2,90%	-2,88%	-3,59%	-7,24%	-7,24%

Tabla 8: Variación Energía + Potencia (Efecto FSTCD Con – Sin)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EMELARI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,04%	-0,21%	-0,18%
ELIQSA	0,01%	0,00%	0,08%	0,14%	0,13%	0,00%	0,00%
ELECDA SING	-0,16%	-0,10%	-0,12%	-0,16%	-0,13%	0,00%	0,00%
ELECDA SIC	3,77%	3,16%	3,94%	4,73%	4,69%	0,00%	0,00%
EMELAT	0,07%	0,04%	0,02%	0,03%	0,03%	0,00%	0,00%
CHILQUINTA	-0,27%	-0,24%	-0,31%	-0,19%	-0,22%	-0,35%	-0,32%
CONAFE A	0,22%	0,07%	0,07%	0,12%	0,11%		
CONAFE B	-3,10%	-1,77%	-2,04%	-2,18%	-2,46%		
CONAFE						-0,60%	-0,56%
EMELCA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%
LITORAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	-0,02%
CHILECTRA	-0,80%	-0,83%	-1,05%	-1,11%	-1,31%	-1,49%	-1,32%
EEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TIL-TIL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,32%	-1,91%	-1,79%
EEPA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
LUZ ANDES	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EMELECTRIC	0,03%	0,02%	0,02%	0,03%	0,11%	0,26%	0,27%
CGE Distribución	0,11%	0,03%	0,02%	0,08%	0,15%	0,45%	0,39%
COOPELAN	0,00%	-0,04%	-0,08%	-0,07%	0,00%	0,03%	0,03%
FRONTEL	0,12%	0,12%	0,23%	0,28%	0,32%	0,20%	0,20%
SAESA	0,10%	0,08%	0,05%	0,06%	0,16%	0,66%	0,59%
EDELAYSEN	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EDELMAG	0,09%	0,04%	0,08%	0,12%	0,12%	0,00%	0,00%
CODINER	0,24%	0,33%	0,66%	0,73%	0,63%	-0,83%	-0,85%
EDECSA	0,07%	0,02%	0,04%	0,01%	0,06%	0,25%	0,13%
CEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EMETAL	-0,23%	-0,17%	-0,24%	-0,26%	-0,57%	-1,89%	-1,61%
LUZLINARES	-0,14%	0,22%	0,04%	0,04%	-0,09%	-1,38%	-1,33%
LUZPARRAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,20%	-1,13%	-1,07%
COPELEC	0,55%	0,23%	0,41%	0,42%	0,08%	-2,36%	-2,48%
COELCHA	0,15%	0,13%	0,12%	0,17%	-0,13%	-0,65%	-0,74%
SOCOEPA	-0,11%	-0,01%	4,16%[6]	0,25%	0,29%	0,05%	-0,04%
COOPREL	-1,16%	1,51%	0,58%	0,43%	0,50%	0,04%	0,07%
LUZ OSORNO	0,13%	0,24%	0,27%	0,29%	0,20%	-0,71%	-0,62%
CRELL	0,21%	-1,24%	-0,15%	-0,16%	-0,55%	-1,77%	-1,67%
ENELSA	0,13%	0,10%	0,16%	0,13%	0,11%	-0,20%	-0,17%

En las tablas anteriores se registran casos con variaciones negativas en el ingreso por cargo fijo que se ve compensada por un aumento porcentual menor en energía y potencia, no obstante la recaudación por estos últimos ítems es mayor, con un efecto total positivo para la empresa. Producto de la distinta participación porcentual de ambos efectos, en la tabla a continuación se incluye el efecto de la aplicación de los factores de sectorización sobre la totalidad de los ingresos de la empresa. En ella se aprecia que las diferencias totales por empresa son más cercanas a cero que los efectos parciales, por lo que se aprecia un traspaso de costos entre el ítem de Cargo Fijo y los costos asociados a la red. Adicionalmente, en el caso de ELECDA se observa que la diferencia existente en el SIC se ve compensada por la registrada en el SING con signo contrario, lográndose un ajuste global cercano a cero. En los gráficos siguientes se ilustran los valores correspondientes a las 10 empresas con mayores variaciones absolutas anuales y los correspondientes a las empresas con mayor número de clientes.

Tabla 9: Diferencia en Ingresos Totales por Factor de Sectorización (Con – Sin)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EMELARI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,04%	-0,20%	-0,17%
ELIQSA	0,01%	0,00%	0,09%	0,14%	0,13%	0,00%	0,00%
ELECDA SING	-0,15%	-0,09%	-0,11%	-0,14%	-0,12%	0,00%	0,00%
ELECDA SIC	3,71%	3,12%	3,88%	4,64%	4,60%	0,00%	0,00%
ELECDA SIC+SING	-0,01%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,00%	0,00%
EMELAT	0,06%	0,03%	0,00%	0,01%	0,02%	0,00%	0,00%
CHILQUINTA	-0,32%	-0,27%	-0,34%	-0,23%	-0,26%	-0,34%	-0,31%
CONAFE A	0,18%	0,03%	0,03%	0,07%	0,06%		
CONAFE B	-3,31%	-1,81%	-2,07%	-2,21%	-2,50%		

[6] En la PFHP AT4.3 entrega una distribución diferente al año anterior.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CONAFE	-0,6%	-0,36%	-0,41%	-0,42%	-0,49%	-0,59%	-0,56%
EMELCA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%
LITORAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	-0,02%
CHILECTRA	-0,87%	-0,92%	-1,15%	-1,21%	-1,41%	-1,48%	-1,31%
EEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TIL-TIL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,92%	-0,86%
EEPA	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
LUZ ANDES	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EMELECTRIC	0,03%	0,01%	0,01%	0,02%	0,06%	0,01%	0,04%
CGE Distribución	0,10%	-0,01%	-0,02%	0,03%	0,00%	-0,15%	-0,14%
COOPELAN	0,00%	-0,04%	-0,08%	-0,07%	0,00%	0,03%	0,03%
FRONTEL	0,11%	0,10%	0,21%	0,26%	0,27%	0,11%	0,11%
SAESA	0,07%	0,04%	0,01%	0,01%	0,02%	0,07%	0,07%
EDELAYSEN	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EDELMAG	0,06%	-0,01%	0,04%	0,08%	0,09%	0,00%	0,00%
CODINER	0,21%	0,28%	0,59%	0,66%	0,64%	-0,40%	-0,45%
EDECSA	0,07%	0,02%	0,04%	0,01%	-0,03%	-0,21%	-0,29%
CEC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EMETAL	-0,20%	-0,13%	-0,21%	-0,22%	-0,38%	-0,99%	-0,80%
LUZLINARES	-0,22%	0,18%	0,00%	0,01%	0,01%	-0,61%	-0,65%
LUZPARRAL	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,06%	-0,36%	-0,42%
COPELEC	0,45%	0,11%	0,27%	0,29%	0,17%	-1,15%	-1,36%
COELCHA	0,12%	0,10%	0,09%	0,14%	-0,11%	-0,43%	-0,53%
SOCOEPA	-0,14%	-0,05%	4,03%	0,20%	0,24%	0,05%	-0,04%
COOPREL	-1,20%	1,21%	0,54%	0,40%	0,46%	0,04%	0,07%
LUZ OSORNO	-0,02%	0,06%	0,08%	0,11%	0,10%	-0,35%	-0,30%
CRELL	-0,37%	-1,49%	-0,63%	-0,60%	-0,81%	-1,10%	-1,02%
ENELSA	0,11%	0,08%	0,12%	0,09%	0,10%	-0,04%	-0,04%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 2: Diferencias Porcentuales Factor de Sectorización en Ingresos Totales (Con - Sin): Empresas con Mayores Variaciones

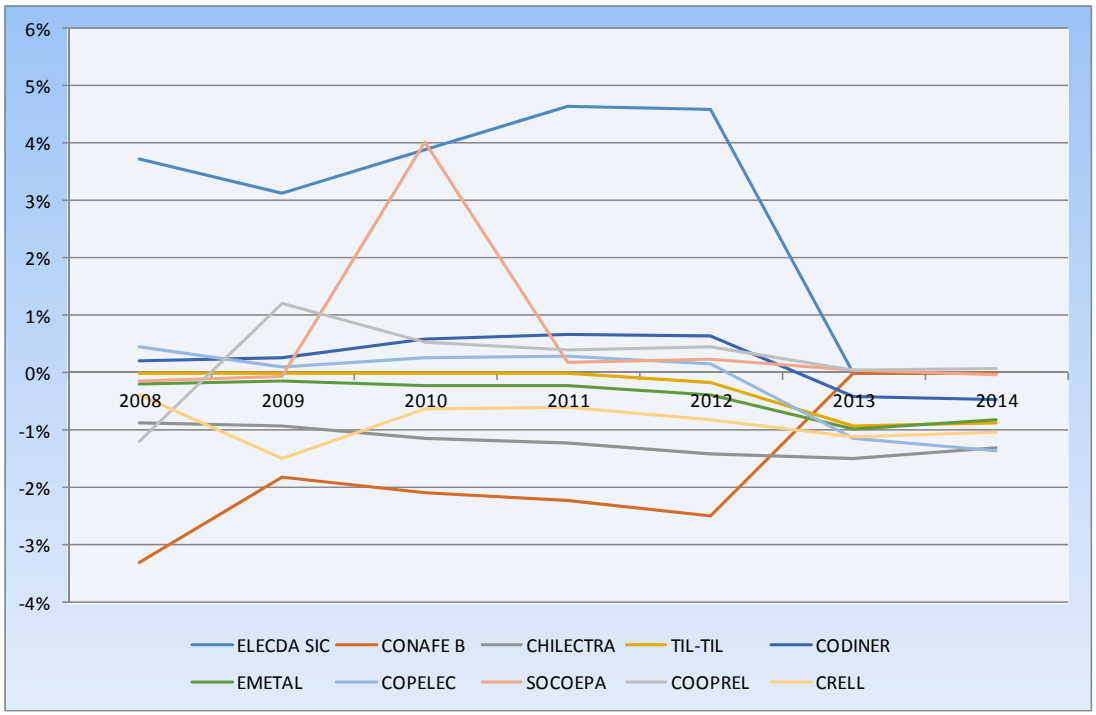
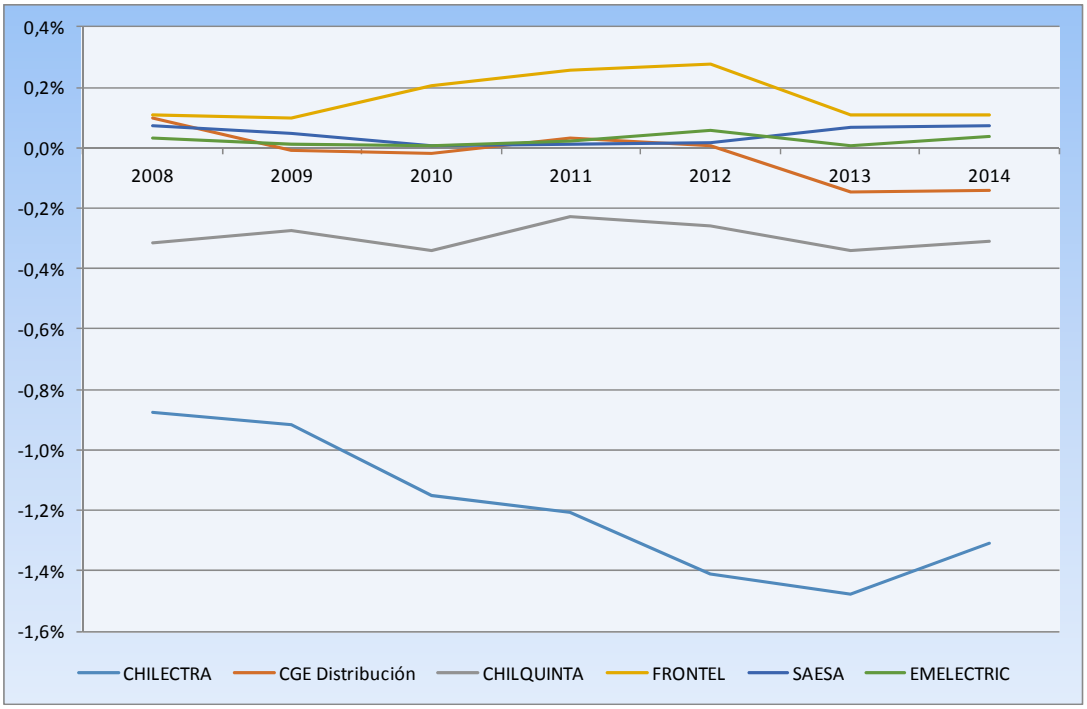


Gráfico 3: Diferencias Porcentuales Factor de Sectorización en Ingresos Totales (Con - Sin): Empresas con Mayor Cantidad de Clientes



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A partir de las diferencias observadas se puede indicar que:

- A nivel de ingresos totales por empresa, las diferencias por efecto de los factores de sectorización son inferiores al 1% en gran parte de las empresas, por lo que no se aprecia una distorsión significativa en los ingresos por este efecto. En el caso de ELECDA SIC y CONAFE B, las mayores diferencias desaparecen al considerar la empresa en su totalidad.

- La aplicación de estos factores evidencia un traspaso entre los ingresos por cargo fijo y los correspondientes al uso de la red, generándose un efecto neto total menor a los visualizados en cada parte por separado.

3.2. Demanda Teórica versus Demanda Real

El objetivo del análisis es comparar los ingresos por concepto de valor agregado de distribución percibidos por las empresas de referencia del Decreto 1T/2012, considerando tanto el cargo fijo como el uso de la red de distribución. Para ello, el ejercicio se realizó bajo los siguientes supuestos:

- ***Unidades físicas vendidas***:
  - ***Real*** informada del período 2011 – 2014 en el Proceso de Ingresos de Explotación de cada año. Adicionalmente, para el año 2014 la Contraparte Técnica proporcionó el desglose de las unidades físicas de CGE Distribución y Conafe, según las empresas que se fusionaron en dicho año,
  - ***Teórica*** considerada en el estudio tarifario correspondiente al decreto,

- ***Cargos Tarifarios*** determinados con el modelo utilizado, considerando los factores de sectorización.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos para las empresas de referencia de cada área típica de distribución. El procedimiento realizado es similar en todos los casos.

a. ATD 1: Chilectra

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para Chilectra cabe mencionar que:

- Para el año 2011 se registran diferencias en la asignación entre aéreo – subterráneo entre las unidades físicas teóricas y reales, lo que genera una diferencia de 1,87% en la valorización de los ingresos para ese año. Para ser consistente con las unidades físicas teóricas, se asignó a las ventas reales a empresas distribuidoras la tarifa AT3PP.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de suministro y meses del año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes.

- Las tasas de crecimiento reales son mayores que las teóricas para los años 2012 y 2013 y menores el 2014.

Tabla 10: Tasa de Crecimiento Total Anual Chilectra

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	1,52%	1,65%	2,89%
	Real	1,59%	1,71%	2,42%
Energía	Teórica	4,95%	4,78%	4,87%
	Real	5,16%	4,95%	4,08%
Potencia HP	Teórica	1,17%	6,30%	9,40%
	Real	1,22%	6,53%	7,86%
Potencia FHP	Teórica	2,79%	7,84%	7,61%
	Real	2,91%	8,12%	6,37%

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

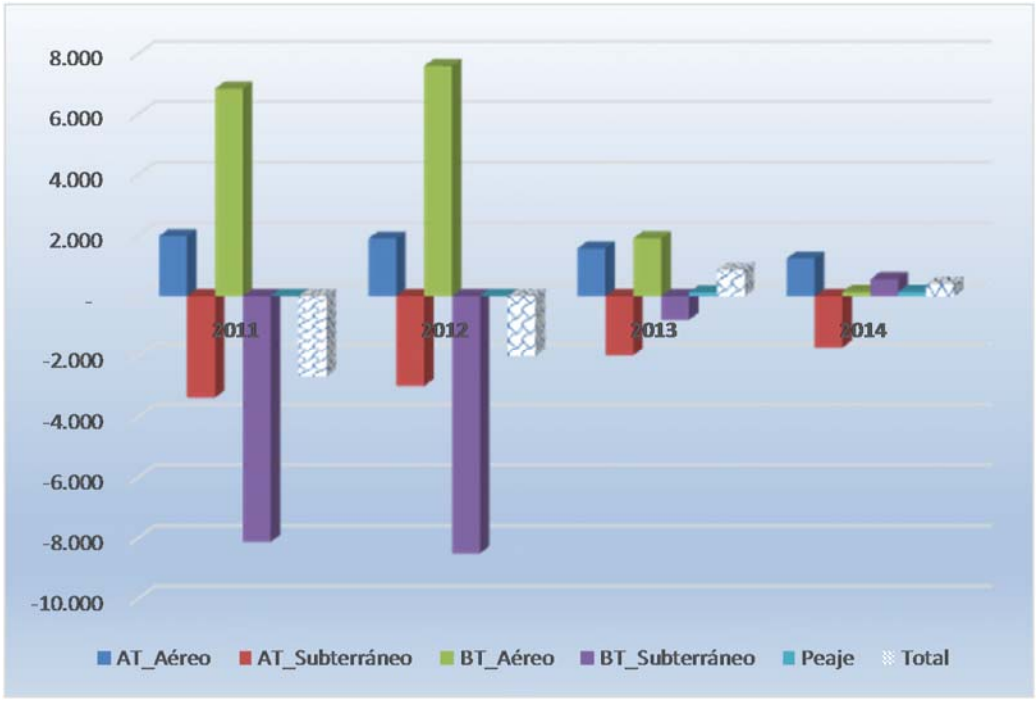
Tabla 11: Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales Chilectra Por Tipo De Suministro (MM$ dic2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	12.414	12.744	12.486	13.003
	AT	Subterráneo	5.822	5.900	5.463	5.632
	BT	Aéreo	79.261	80.025	77.986	80.752
	BT	Subterráneo	45.072	45.396	43.704	44.994
	Peaje		283	301	214	152
	Total		142.853	144.366	139.852	144.534
Reales	AT	Aéreo	14.402	14.652	14.067	14.251
	AT	Subterráneo	2.447	2.909	3.490	3.933
	BT	Aéreo	86.106	87.618	79.901	80.897

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
	BT	Subterráneo	36.942	36.888	42.926	45.557
	Peaje		283	308	342	300
	Total		140.181	142.375	140.725	144.937
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	1.988	1.908	1.581	1.248
	AT	Subterráneo	-3.374	-2.991	-1.973	-1.699
	BT	Aéreo	6.845	7.593	1.915	144
	BT	Subterráneo	-8.130	-8.507	-778	563
	Peaje		-	7	128	147
	Total		- 2.671	-1.991	873	404
(Reales - Teóricos) /Teóricos	AT	Aéreo	16%	15%	13%	10%
	AT	Subterráneo	-58%	-51%	-36%	-30%
	BT	Aéreo	9%	9%	2%	0%
	BT	Subterráneo	-18%	-19%	-2%	1%
	Peaje		0%	2%	60%	97%
	Total		-1,87%	-1%	1%	0%

Gráfico 4: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Chilectra Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

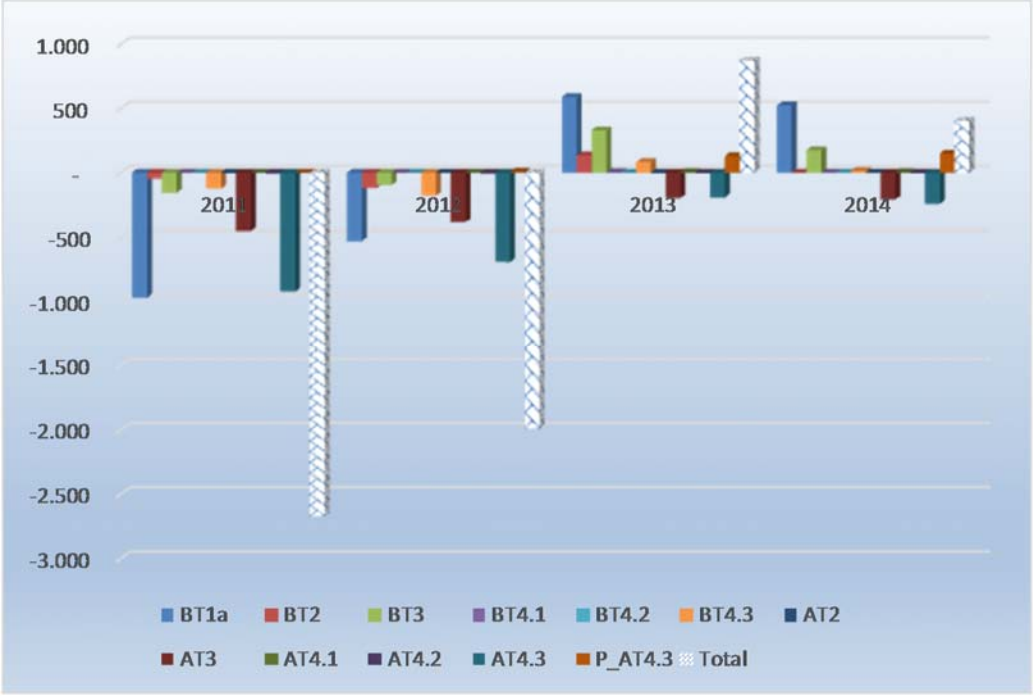
Tabla 12 : Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales Chilectra Por Tarifa (MM$ dic2014)

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	79.337	81.904	75.862	77.571
	BT2	6.575	4.789	6.013	7.330
	BT3	23.763	23.218	22.926	22.815
	BT4.1	228	219	201	179
	BT4.2	27	27	24	19
	BT4.3	14.404	15.265	16.664	17.833
	AT2	37	20	35	25
	AT3	2.849	2.736	2.667	2.665
	AT4.1	4	5	4	4
	AT4.2	36	38	34	34
	AT4.3	15.310	15.845	15.208	15.907
	P_AT4.3	283	301	214	152
	Total	142.853	144.366	139.852	144.534
Reales	BT1a	78.367	81.374	76.452	78.094
	BT2	6.532	4.672	6.148	7.327
	BT3	23.611	23.125	23.254	22.988
	BT4.1	227	219	204	180
	BT4.2	26	26	24	19
	BT4.3	14.285	15.091	16.745	17.845
	AT2	31	17	30	22
	AT3	2.399	2.355	2.474	2.461
	AT4.1	4	6	6	5
	AT4.2	28	30	29	27
	AT4.3	14.388	15.153	15.018	15.669
	P_AT4.3	283	308	342	300
	Total	140.181	142.375	140.725	144.937
Reales - Teóricos	BT1a	-970	-530	590	523
	BT2	-43	-117	135	-3
	BT3	-152	-92	328	174
	BT4.1	-1	-0	2	1
	BT4.2	-1	-1	0	1
	BT4.3	-119	-174	80	12
	AT2	-6	-3	-5	-3
	AT3	-450	-381	-193	-204
	AT4.1	-0	1	2	1
	AT4.2	-8	-8	-6	-7

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
	AT4.3	-922	-692	-190	-239
	P_AT4.3	-	7	128	147
	Total	-2.671	-1.991	873	404
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	-1,22%	-0,65%	0,78%	0,67%
	BT2	-0,65%	-2,44%	2,24%	-0,04%
	BT3	-0,64%	-0,40%	1,43%	0,76%
	BT4.1	-0,25%	-0,08%	1,20%	0,46%
	BT4.2	-3,03%	-2,55%	0,90%	3,00%
	BT4.3	-0,83%	-1,14%	0,48%	0,07%
	AT2	-16,59%	-14,70%	-13,15%	-11,68%
	AT3	-15,80%	-13,94%	-7,24%	-7,67%
	AT4.1	-1,26%	11,96%	36,12%	37,26%
	AT4.2	-22,28%	-20,71%	-16,19%	-20,39%
	AT4.3	-6,02%	-4,37%	-1,25%	-1,50%
	P_AT4.3	0,00%	2,29%	60,13%	96,84%
	Total	-1,87%	-1,38%	0,62%	0,28%

Gráfico 5: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Chilectra Por Tarifa (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A partir de las diferencias observadas para Chilectra, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan mayores a los teóricos en el período 2013 – 2014, consistente con las mayores tasas de crecimiento reales registradas. La diferencia del año 2014 es menor que la correspondiente del 2013 por la reducción de la tasa de crecimiento descrita anteriormente.

- Las diferencias registradas en el año 2011 se deben a la asignación por Tipo de Suministro al interior de cada tarifa.

- A nivel de ingresos por VAD, el 94% de los ingresos reales está distribuido en 4 tarifas: BT1a (55%), BT3 (16%), BT4.3 (11%) y AT4.3 (11%).

b. ATD 2: CGE Distribución

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para CGE Distribución cabe mencionar que:

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de suministro y meses del año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes. Para el año 2014 se utilizó la desagregación proporcionada por la Contraparte Técnica respecto de la fusión de las empresas CGE Distribución, Emelectric y Emetal, extrayendo sólo las correspondientes a CGE Distribución.

- Las tasas de crecimiento reales son mayores que las teóricas para los años 2012 y 2013 y menores el 2014. No obstante lo anterior, el año 2014 registra una recaudación real mayor a la esperada por el mayor crecimiento acumulado de los años anteriores, registrándose una diferencia menor que el año anterior.

Tabla 13: Tasa de Crecimiento Total Anual CGE Distribución

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	2,30%	2,34%	4,15%
	Real	2,60%	2,85%	2,87%
Energía	Teórica	4,96%	4,68%	4,74%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ítem		2012	2013	2014
	Real	5,61%	5,72%	3,27%
Potencia HP	Teórica	7,27%	6,05%	20,61%
	Real	8,22%	7,39%	14,24%
Potencia FHP	Teórica	1,60%	6,25%	-9,36%
	Real	1,81%	7,63%	-6,46%

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

Tabla 14: Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales CGED Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	19.063	19.058	19.049	18.694
	AT	Subterráneo	104	104	107	113
	BT	Aéreo	78.778	83.122	85.464	89.626
	BT	Subterráneo	1.929	2.086	2.330	2.405
	Peaje		370	882	1.754	1.639
	Total		100.243	105.252	108.705	112.477
Reales	AT	Aéreo	19.064	19.143	20.140	19.670
	AT	Subterráneo	104	113	142	141
	BT	Aéreo	78.778	83.848	88.840	91.709
	BT	Subterráneo	1.930	1.983	2.138	2.099
	Peaje		370	814	1.265	1.188
	Total		100.245	105.900	112.525	114.807
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	1	84	1.091	977
	AT	Subterráneo	- 0	9	35	29
	BT	Aéreo	- 0	726	3.376	2.083
	BT	Subterráneo	1	- 103	- 192	- 306
	Peaje		- 0	- 69	- 490	- 452
	Total		2	648	3.821	2.330
(Reales-Teóricos)/Teóricos	AT	Aéreo	0,01%	0,44%	5,73%	5,23%
	AT	Subterráneo	0,00%	8,40%	32,50%	25,30%
	BT	Aéreo	0,00%	0,87%	3,95%	2,32%
	BT	Subterráneo	0,05%	-4,93%	-8,24%	-12,73%
	Peaje		0,00%	-7,77%	-27,91%	-27,55%
	Total		0,00%	0,62%	3,51%	2,07%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 6: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos CGED Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)

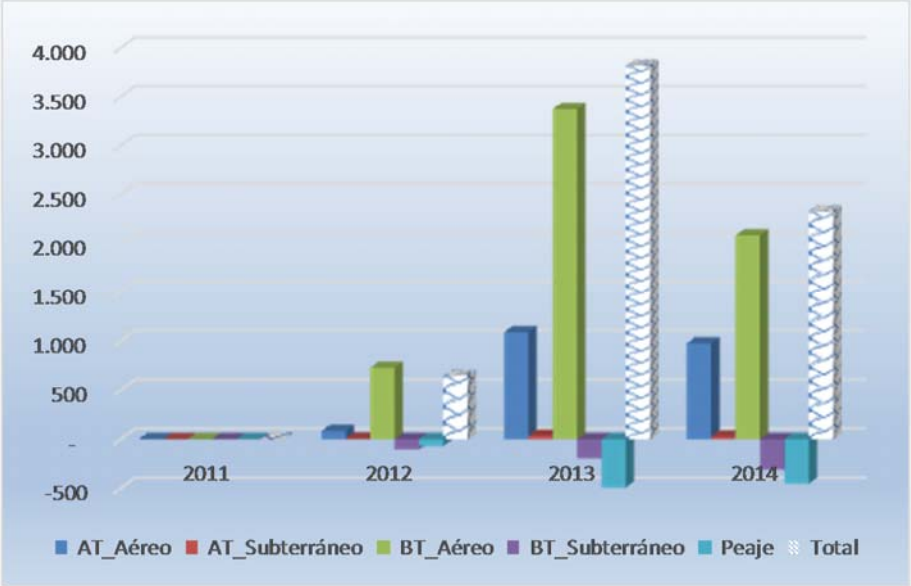


Tabla 15: Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales CGED Por Tarifa (MM$ dic 2014)

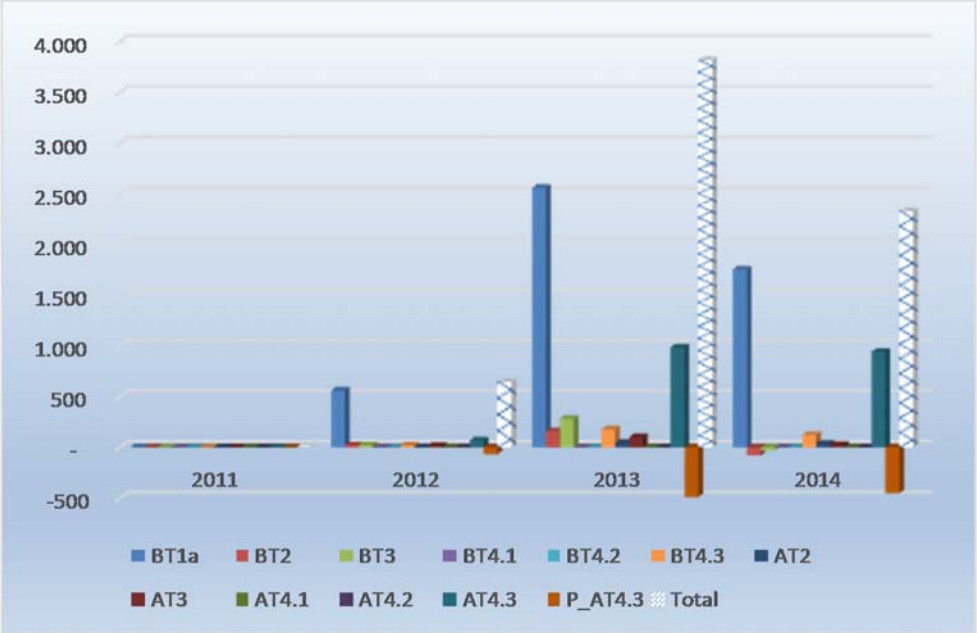
Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	64.597	67.821	69.519	73.400
	BT2	5.971	6.088	6.171	5.937
	BT3	6.485	7.264	7.865	8.263
	BT4.1	47	45	41	40
	BT4.2	54	67	68	63
	BT4.3	3.555	3.922	4.131	4.329
	AT2	594	587	487	467
	AT3	1.879	1.987	2.145	2.101
	AT4.1	14	12	11	8
	AT4.2	129	113	92	83
	AT4.3	16.551	16.462	16.422	16.148
	P_AT4.3	370	882	1.754	1.639
	Total	100.243	105.252	108.705	112.477
Reales	BT1a	64.598	68.382	72.081	75.158
	BT2	5.971	6.111	6.331	5.860
	BT3	6.484	7.287	8.147	8.232
	BT4.1	47	44	41	40
	BT4.2	54	65	72	66
	BT4.3	3.555	3.942	4.308	4.451
	AT2	594	591	531	503

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
	AT3	1.879	2.006	2.246	2.129
	AT4.1	14	13	12	9
	AT4.2	129	116	89	81
	AT4.3	16.552	16.531	17.405	17.091
	P_AT4.3	370	814	1.265	1.188
	Total	100.245	105.900	112.525	114.807
Reales - Teóricos	BT1a	1	561	2.562	1.757
	BT2	0	22	160	- 77
	BT3	- 1	22	282	- 30
	BT4.1	- 0	- 0	- 0	0
	BT4.2	0	- 2	4	3
	BT4.3	- 0	19	177	122
	AT2	0	4	44	36
	AT3	- 0	18	101	28
	AT4.1	0	0	1	1
	AT4.2	- 0	2	- 3	- 2
	AT4.3	1	68	983	943
	P_AT4.3	- 0	- 69	- 490	- 452
	Total	2	648	3.821	2.330
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	0,00%	0,83%	3,68%	2,39%
	BT2	0,01%	0,37%	2,59%	-1,30%
	BT3	-0,01%	0,31%	3,58%	-0,36%
	BT4.1	0,00%	-0,51%	-0,16%	0,90%
	BT4.2	0,01%	-2,51%	6,08%	5,41%
	BT4.3	0,00%	0,49%	4,28%	2,83%
	AT2	0,00%	0,67%	9,10%	7,79%
	AT3	0,00%	0,93%	4,70%	1,33%
	AT4.1	0,00%	0,93%	6,17%	8,36%
	AT4.2	0,00%	2,11%	-3,72%	-2,96%
	AT4.3	0,01%	0,42%	5,99%	5,84%
	P_AT4.3	0,00%	-7,77%	-27,91%	-27,55%
	Total	0,00%	0,62%	3,51%	2,07%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 7: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos CGED Por Tarifa (MM$ dic 2014)



A partir de las diferencias observadas para CGE Distribución, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan mayores a los teóricos en el período 2012 – 2014, consistente con las mayores tasas de crecimiento reales registradas. La diferencia del año 2014 es menor que la correspondiente del 2013 por la reducción de la tasa de crecimiento descrita anteriormente.

- No se registran diferencias en el año 2011, por haberse realizado en ese año el ajuste tarifario correspondiente al Decreto 1T/2012.

- A nivel de ingresos por VAD, las tarifas con mayor aporte son BT1a (64%) y AT4.3 (16%), por lo que la diferencia total sigue el comportamiento de ambas tarifas.

c. ATD 3: CONAFE

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para CONAFE cabe mencionar que:

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de suministro y meses del año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes. Para el año 2014 se utilizó la desagregación proporcionada por la Contraparte Técnica respecto de la fusión de las empresas CONAFE y ENELSA, extrayendo sólo las correspondientes a CONAFE.

- Las tasas de crecimiento reales son menores que las teóricas para los años 2012 y 2014 y mayores el 2014.

- Las unidades físicas teóricas 2011 para la tarifa AT4.3 son menores que las reales informadas en Ingresos de Explotación. Dicha diferencia alcanza los 32 GWh en energía y 63 MW-año en Potencia en Horas de Punta.

Tabla 16: Tasa de Crecimiento Total Anual CONAFE

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	7,58%	2,79%	5,25%
	Real	6,01%	3,01%	2,72%
Energía	Teórica	6,28%	4,44%	4,99%
	Real	4,98%	4,78%	2,58%
Potencia HP	Teórica	2,52%	5,51%	5,63%
	Real	2,00%	5,93%	2,91%
Potencia FHP	Teórica	-0,15%	6,43%	1,21%
	Real	-0,12%	6,92%	0,63%

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

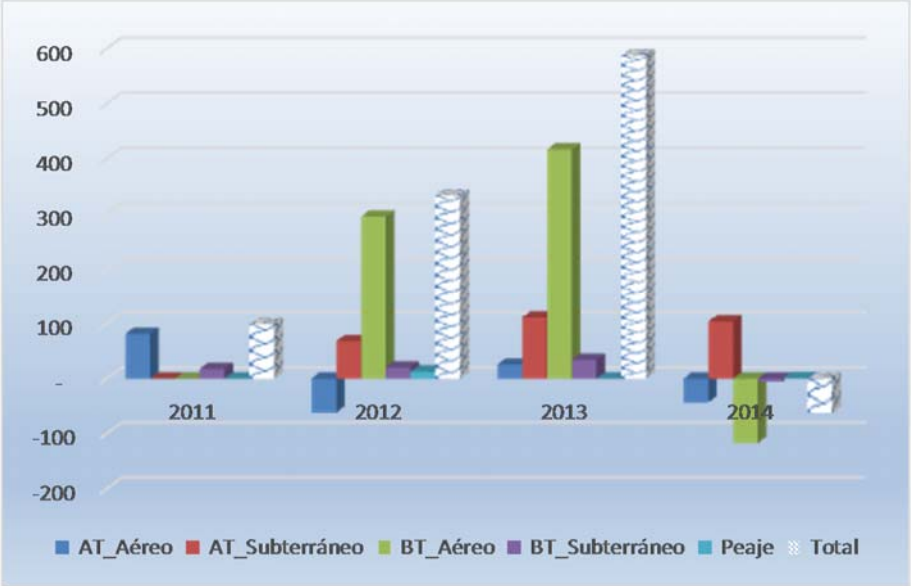
Tabla 17: Comparación Ingresos Teóricos y Reales Conafe Por Tipo De Suministro (MM$ dic 2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	5.385	5.276	5.031	4.990
	AT	Subterráneo	215	249	412	412
	BT	Aéreo	21.119	21.759	22.364	23.174
	BT	Subterráneo	2.584	2.658	3.421	3.489
	Peaje		140	252	36	34
	Total		29.445	30.194	31.265	32.100

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Reales	AT	Aéreo	5.466	5.214	5.056	4.947
	AT	Subterráneo	215	317	523	516
	BT	Aéreo	21.119	22.054	22.781	23.057
	BT	Subterráneo	2.602	2.678	3.456	3.484
	Peaje		140	264	36	34
	Total		29.544	30.527	31.852	32.037
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	81	- 62	25	- 44
	AT	Subterráneo	-	68	111	104
	BT	Aéreo	-	295	417	- 117
	BT	Subterráneo	18	20	34	- 6
	Peaje		- 0	13	- 0	0
	Total		99	333	587	- 62
(Reales-Teóricos)/Teóricos	AT	Aéreo	1,51%	-1,17%	0,51%	-0,87%
	AT	Subterráneo	0,00%	27,21%	26,94%	25,11%
	BT	Aéreo	0,00%	1,35%	1,86%	-0,51%
	BT	Subterráneo	0,68%	0,76%	1,00%	-0,16%
	Peaje		0,00%	4,98%	-1,05%	0,64%
	Total		0,34%	1,10%	1,88%	-0,19%

Gráfico 8: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Conafe Por Tipo De Suministro (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

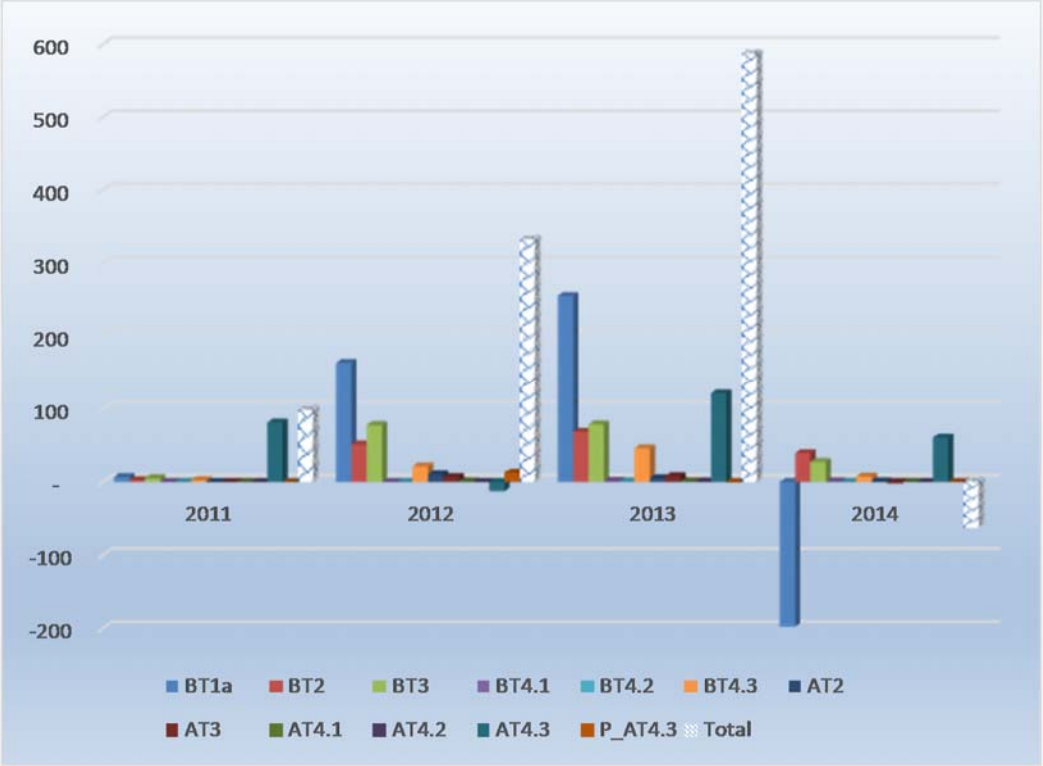
Tabla 18: Comparación Ingresos Teóricos y Reales Conafe Por Tarifa (MM$ dic 2014)

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	17.698	18.897	19.498	20.444
	BT2	1.481	1.483	1.652	1.566
	BT3	2.359	2.216	2.515	2.526
	BT4.1	48	23	53	48
	BT4.2	22	23	29	26
	BT4.3	2.096	1.775	2.039	2.053
	AT2	197	193	175	179
	AT3	228	236	282	273
	AT4.1	90	21	69	66
	AT4.2	85	72	61	54
	AT4.3	5.001	5.004	4.856	4.832
	P_AT4.3	140	252	36	34
	Total	29.445	30.194	31.265	32.100
Reales	BT1a	17.705	19.061	19.754	20.246
	BT2	1.484	1.534	1.721	1.605
	BT3	2.364	2.294	2.593	2.553
	BT4.1	48	23	54	49
	BT4.2	22	24	30	27
	BT4.3	2.098	1.797	2.085	2.060
	AT2	197	203	180	180
	AT3	228	242	290	271
	AT4.1	90	22	70	66
	AT4.2	85	72	61	54
	AT4.3	5.082	4.991	4.978	4.893
	P_AT4.3	140	264	36	34
	Total	29.544	30.527	31.852	32.037
Reales - Teóricos	BT1a	7	164	256	-198
	BT2	3	51	69	39
	BT3	5	78	78	27
	BT4.1	0	0	1	1
	BT4.2	-	0	1	0
	BT4.3	3	22	46	7
	AT2	-	11	5	1
	AT3	-	7	8	-2
	AT4.1	-	1	1	-0
	AT4.2	-	0	1	0

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
	AT4.3	81	-13	122	61
	P_AT4.3	-0	13	-0	0
	Total	99	333	587	-62
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	0,04%	0,87%	1,31%	-0,97%
	BT2	0,19%	3,46%	4,18%	2,52%
	BT3	0,22%	3,51%	3,12%	1,08%
	BT4.1	0,16%	0,56%	2,05%	1,11%
	BT4.2	0,00%	1,54%	1,98%	0,94%
	BT4.3	0,13%	1,21%	2,25%	0,36%
	AT2	0,00%	5,49%	3,09%	0,57%
	AT3	0,00%	2,77%	2,90%	-0,57%
	AT4.1	0,00%	4,27%	0,78%	-0,02%
	AT4.2	0,00%	0,49%	1,32%	0,01%
	AT4.3	1,62%	-0,25%	2,50%	1,25%
	P_AT4.3	0,00%	4,98%	-1,05%	0,64%
	Total	0,34%	1,10%	1,88%	-0,19%

Gráfico 9: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Conafe Por Tarifa (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A partir de las diferencias observadas para CONAFE, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan mayores a los teóricos en el período 2012 – 2013, consistente con las mayores tasas de crecimiento reales registradas, situación que se revierte el año 2014 por la reducción en la tasa de crecimiento respecto de la teórica esperada en un 2,5%.

- Las diferencias en el año 2011 corresponden a las indicadas previamente para la tarifa AT4.3.

- A nivel de ingresos por VAD, las tarifas con mayor aporte son BT1a (62%) y AT4.3 (16%), por lo que la diferencia total sigue el comportamiento de ambas tarifas.

d. ATD 4: SAESA

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para SAESA cabe mencionar que:

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de suministro y meses del año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes.

- Las tasas de crecimiento reales son mayores que las teóricas para los años 2012 y 2013 y menores el 2014.

- En el año 2011 se presenta una diferencia de 0,45% entre los ingresos VAD reales y teóricos, debido a que los cargos fijos teóricos son un 3% inferior a los reales informados en Ingresos de Explotación.

- Respecto de la tarifa de peajes de distribución, las unidades físicas teóricas no incluyen en su año base tanto el cargo fijo como la potencia fuera de horas de punta, lo que se mantuvo en la proyección.

- Saesa dispone sólo de Suministro Aéreo para sus clientes. En el período 2011 – 2014 no cuenta con clientes no sujetos a regulación de precios.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 19: Tasa de Crecimiento Total Anual SAESA

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	2,24%	2,40%	2,64%
	Real	2,85%	2,82%	2,46%
Energía	Teórica	6,94%	5,82%	5,56%
	Real	8,86%	6,83%	5,17%
Potencia HP	Teórica	5,62%	8,97%	4,93%
	Real	7,17%	10,52%	4,58%
Potencia FHP	Teórica	3,75%	5,51%	3,46%
	Real	4,79%	6,46%	3,22%

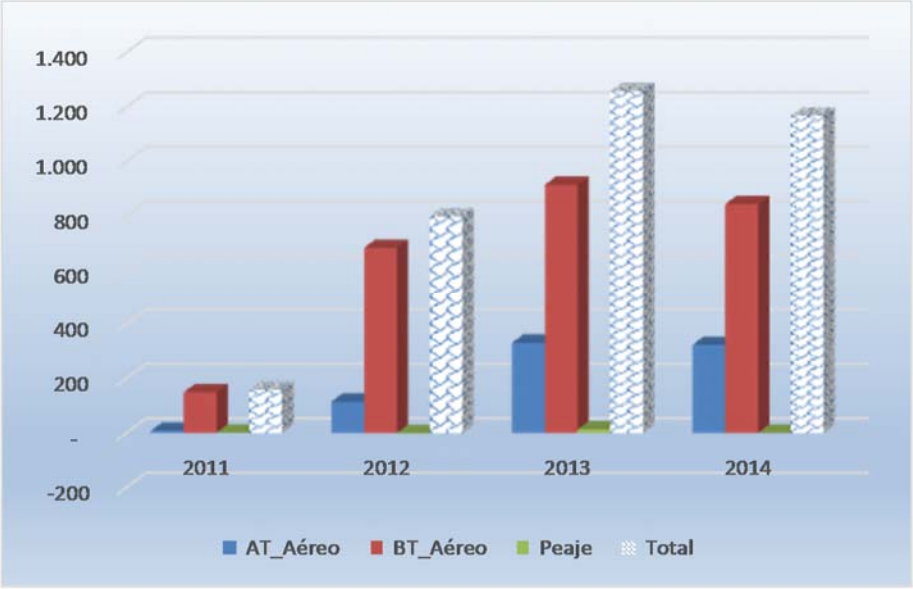
En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 20: Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales Saesa Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	7.435	7.897	9.325	9.271
	BT	Aéreo	28.234	29.440	29.953	31.139
	Peaje		1	5	9	4
	Total		35.670	37.342	39.287	40.414
Reales	AT	Aéreo	7.443	8.012	9.656	9.595
	BT	Aéreo	28.383	30.124	30.867	31.982
	Peaje		3	3	22	5
	Total		35.829	38.139	40.545	41.582
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	8	115	331	324
	BT	Aéreo	149	683	914	843
	Peaje		1	- 1	13	1
	Total		159	797	1.258	1.168
(Reales-Teóricos)/Teóricos	AT	Aéreo	0,11%	1,46%	3,55%	3,49%
	BT	Aéreo	0,53%	2,32%	3,05%	2,71%
	Peaje		105,85%	-27,11%	141,44%	14,94%
	Total		0,45%	2,13%	3,20%	2,89%

Gráfico 10: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Saesa Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 21: Comparación Ingresos VAD Teóricos y Reales Saesa Por Tarifa (MM$ dic 2014)

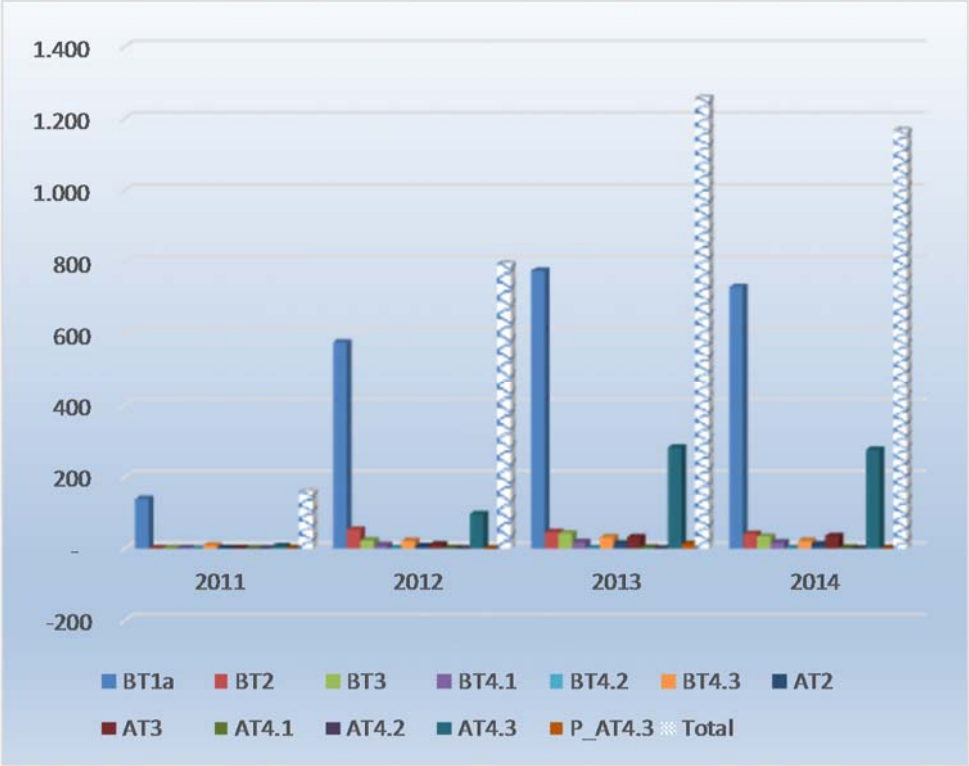
Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	21.907	23.116	23.662	24.704
	BT2	2.533	2.386	2.176	2.151
	BT3	2.223	2.294	2.429	2.502
	BT4.1	495	487	489	494
	BT4.2	23	21	21	19
	BT4.3	1.052	1.137	1.176	1.268
	AT2	471	500	553	521
	AT3	671	673	768	777
	AT4.1	98	96	93	87
	AT4.2	33	29	37	36
	AT4.3	6.161	6.598	7.874	7.851
	P_AT4.3	1	5	9	4
	Total	35.670	37.342	39.287	40.414
Reales	BT1a	22.044	23.692	24.438	25.435
	BT2	2.534	2.438	2.222	2.192
	BT3	2.224	2.316	2.472	2.535
	BT4.1	497	497	507	511
	BT4.2	23	22	22	20
	BT4.3	1.061	1.158	1.207	1.289
	AT2	472	507	568	532
	AT3	672	684	800	812
	AT4.1	98	97	96	90
	AT4.2	33	30	37	36
	AT4.3	6.168	6.694	8.155	8.126
	P_AT4.3	3	3	22	5
	Total	35.829	38.139	40.545	41.582
Reales - Teóricos	BT1a	137	577	776	731
	BT2	1	52	46	41
	BT3	1	23	42	34
	BT4.1	2	10	18	17
	BT4.2	0	0	1	1
	BT4.3	9	22	32	21
	AT2	1	7	15	11
	AT3	0	10	32	35
	AT4.1	0	1	3	2

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
	AT4.2	0	0	0	- 0
	AT4.3	6	96	281	275
	P_AT4.3	1	- 1	13	1
	Total	159	797	1.258	1.168
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	0,63%	2,49%	3,28%	2,96%
	BT2	0,03%	2,20%	2,10%	1,89%
	BT3	0,03%	0,99%	1,74%	1,34%
	BT4.1	0,34%	2,00%	3,63%	3,35%
	BT4.2	0,01%	1,79%	3,95%	3,19%
	BT4.3	0,85%	1,89%	2,69%	1,64%
	AT2	0,26%	1,39%	2,65%	2,09%
	AT3	0,05%	1,56%	4,18%	4,52%
	AT4.1	0,10%	1,49%	3,28%	2,81%
	AT4.2	0,06%	0,24%	0,24%	-0,05%
	AT4.3	0,11%	1,46%	3,57%	3,51%
	P_AT4.3	105,85%	-27,11%	141,44%	14,94%
	Total	0,45%	2,13%	3,20%	2,89%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 11: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Saesa Por Tarifa (MM$ dic 2014)



A partir de las diferencias observadas para SAESA, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan mayores a los teóricos en el período 2012 – 2014, consistente con las mayores tasas de crecimiento reales registradas. La reducción del año 2014 no es suficiente para revertir esta situación.

- Las diferencias en el año 2011 corresponden a las indicadas previamente en el cargo fijo.

- A nivel de ingresos por VAD, las tarifas con mayor aporte son BT1a (61%) y AT4.3 (19%), por lo que la diferencia total sigue el comportamiento de ambas tarifas.

e. ATD 5: FRONTEL

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para FRONTEL cabe mencionar que:

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de suministro y meses del año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes.

- Las tasas de crecimiento reales son mayores que las teóricas para los años 2012 y 2014, siendo inferior en un 2% el año 2013.

- En el año 2011 se presenta una diferencia de 0,43% entre los ingresos VAD reales y teóricos, debido a que los cargos fijos teóricos son un 3,4% inferior a los reales informados en Ingresos de Explotación.

- Frontel dispone sólo de Suministro Aéreo para sus clientes. En el período 2011 – 2014 no cuenta con clientes no sujetos a regulación de precios ni peajes de distribución.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 22: Tasa de Crecimiento Total Anual FRONTEL

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	2,21%	3,85%	1,31%
	Real	2,49%	2,45%	1,66%
Energía	Teórica	6,28%	5,77%	5,56%
	Real	7,06%	3,67%	7,05%
Potencia HP	Teórica	7,87%	6,81%	3,25%
	Real	8,85%	4,33%	4,12%
Potencia FHP	Teórica	5,01%	5,05%	4,07%
	Real	5,63%	3,21%	5,16%

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

Tabla 23 : Comparación Ingresos Reales - Teóricos Frontel Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	4.845	5.225	6.287	6.302
	BT	Aéreo	25.762	27.541	30.600	31.369
	Total		30.607	32.766	36.886	37.671
Reales	AT	Aéreo	4.858	5.271	6.215	6.270
	BT	Aéreo	25.882	27.870	30.400	31.565
	Total		30.740	33.141	36.615	37.834
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	13	47	- 71	- 32
	BT	Aéreo	120	329	- 200	195
	Total		133	376	- 271	163
(Reales-Teóricos)/Teóricos	AT	Aéreo	0,26%	0,89%	-1,13%	-0,51%
	BT	Aéreo	0,47%	1,19%	-0,65%	0,62%
	Total		0,43%	1,15%	-0,74%	0,43%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 12: Diferencia Respecto Ingresos Teóricos Frontel Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)



Tabla 24: Comparación Ingresos Reales - Teóricos Frontel Por Tarifa (MM$ dic 2014)

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	21.684	23.178	25.565	26.271
	BT2	2.427	2.539	2.852	2.783
	BT3	791	826	958	1.032
	BT4.1	186	179	181	170
	BT4.2	-	-	-	-
	BT4.3	674	818	1.044	1.112
	AT2	597	584	545	576
	AT3	420	389	381	383
	AT4.1	359	339	378	330
	AT4.2	2	1	2	2
	AT4.3	3.466	3.911	4.981	5.010
	Total	30.607	32.766	36.886	37.671
Reales	BT1a	21.801	23.478	25.435	26.483
	BT2	2.428	2.561	2.809	2.769
	BT3	791	824	944	1.034
	BT4.1	186	180	177	168
	BT4.2				
	BT4.3	676	827	1.035	1.111
	AT2	598	589	539	576
	AT3	420	392	377	383

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
	AT4.1	359	339	374	330
	AT4.2	2	1	2	2
	AT4.3	3.478	3.950	4.923	4.979
	Total	30.740	33.141	36.615	37.834
Reales - Teóricos	BT1a	118	300	- 130	212
	BT2	1	22	- 43	- 14
	BT3	0	- 2	- 14	1
	BT4.1	0	1	- 3	- 3
	BT4.2	-	-	-	-
	BT4.3	2	9	- 9	- 1
	AT2	1	5	- 6	- 1
	AT3	0	3	- 4	0
	AT4.1	0	- 0	- 4	- 0
	AT4.2	0	- 0	- 0	0
	AT4.3	12	39	- 58	- 31
	Total	133	376	- 271	163
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	0,54%	1,29%	-0,51%	0,81%
	BT2	0,03%	0,85%	-1,52%	-0,49%
	BT3	0,01%	-0,24%	-1,49%	0,11%
	BT4.1	0,05%	0,40%	-1,89%	-1,55%
	BT4.2				
	BT4.3	0,24%	1,12%	-0,85%	-0,12%
	AT2	0,13%	0,82%	-1,01%	-0,09%
	AT3	0,01%	0,80%	-0,99%	0,01%
	AT4.1	0,06%	-0,09%	-1,07%	-0,10%
	AT4.2	2,79%	-3,15%	-0,66%	0,52%
	AT4.3	0,33%	1,00%	-1,16%	-0,62%
	Total	0,43%	1,15%	-0,74%	0,43%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 13: Diferencia Respecto Ingresos Teóricos Frontel Por Tarifa (MM$ dic 2014)



A partir de las diferencias observadas para FRONTEL, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan mayores a los teóricos en los años 2012 y 2014, consistente con las mayores tasas de crecimiento reales registradas. El año 2013 ocurre el efecto contrario por ser menor la tasa de crecimiento real que la teórica.

- Las diferencias en el año 2011 corresponden a las indicadas previamente en el cargo fijo.

- A nivel de ingresos por VAD, las tarifas con mayor aporte son BT1a (70%) y AT4.3 (12%), por lo que la diferencia total sigue el comportamiento de ambas tarifas, predominando la BT1a.

f. ATD 6: EDELAYSEN

Al realizar la comparación de los ingresos VAD respecto de las unidades físicas teóricas y reales, para EDELAYSEN cabe mencionar que:

- En el caso de las unidades físicas teóricas, se determinó la tasa de crecimiento de cada cargo por opción tarifaria, según la participación de sus unidades físicas reales en el total de la empresa, determinado con la tasa de crecimiento teórica indicada en la tabla siguiente. La tasa de crecimiento obtenida por tarifa y cargo se aplicó a todas las comunas, tipo de

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

suministro y meses del año. Para obtener la tasa de crecimiento teórica 2014 del cargo fijo, potencia de punta y fuera de punta, se escaló según los valores teóricos 2013, producto de la diferencia de casi un 5% entre la tasa teórica y real para ese año.

- Respecto de las unidades físicas reales, las tasas de crecimiento indicadas en la tabla siguiente corresponden a las resultantes de las unidades físicas informadas en Ingresos de Explotación, diferenciadas por comuna, tipo de suministro y mes.

- Las tasas de crecimiento teóricas son mayores que las reales para el período 2012 – 2014, alcanzando la diferencia en energía un 4,95% en 2014.

- En el año 2011 se presenta una diferencia de 0,55% entre los ingresos VAD reales y teóricos, debido a que los cargos fijos teóricos son un 4,78% inferior a los reales informados en Ingresos de Explotación.

- Edelaysen dispone sólo de Suministro Aéreo para sus clientes. En el período 2011 – 2014 no cuenta con clientes no sujetos a regulación de precios, ventas a otras empresas distribuidoras ni peajes de distribución.

Tabla 25: Tasa de Crecimiento Total Anual EDELAYSEN

Ítem		2012	2013	2014
Cargo Fijo	Teórica	4,04%	4,32%	4,59%
	Real	3,42%	3,45%	2,99%
Energía	Teórica	5,46%	4,74%	5,04%
	Real	4,62%	3,78%	0,09%
Potencia HP	Teórica	26,85%	5,30%	5,64%
	Real	22,71%	4,23%	-2,08%
Potencia FHP	Teórica	2,81%	4,13%	4,39%
	Real	2,37%	3,30%	-0,08%

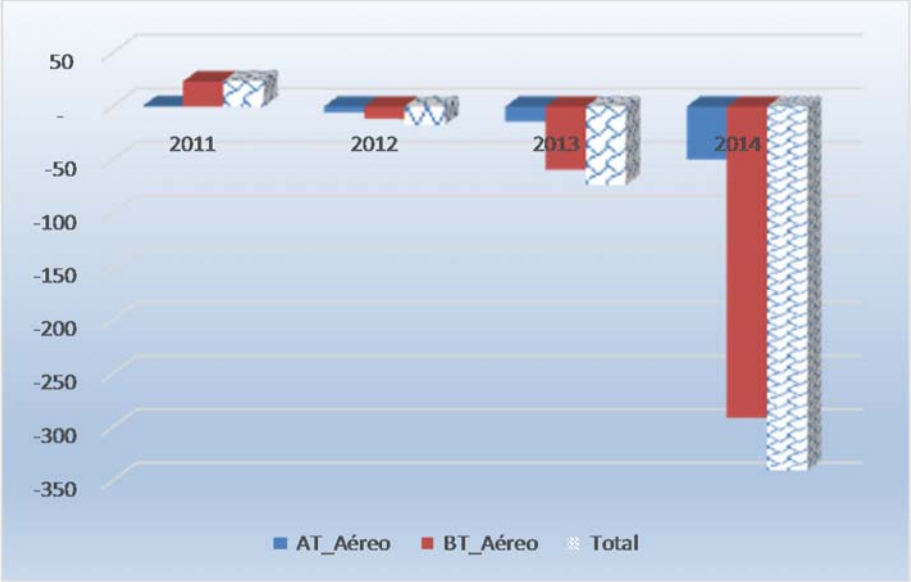
En las tablas y gráficos siguientes se muestra la comparación de los ingresos por VAD Teóricos y Reales, diferenciados por Tipo de Suministro y Opción Tarifaria.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 26: Comparación Ingresos Reales - Teóricos Edelaysen Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)

Ingresos	Cliente	Tipo	2011	2012	2013	2014
Teóricos	AT	Aéreo	497	570	758	745
	BT	Aéreo	3.829	4.085	4.323	4.720
	Total		4.327	4.654	5.081	5.465
Reales	AT	Aéreo	498	564	744	696
	BT	Aéreo	3.853	4.073	4.264	4.429
	Total		4.350	4.638	5.008	5.125
Reales-Teóricos	AT	Aéreo	0	- 5	- 14	- 49
	BT	Aéreo	23	- 11	- 59	- 291
	Total		24	- 17	- 73	- 340
(Reales-Teóricos)/Teóricos	AT	Aéreo	0,09%	-0,96%	-1,85%	-6,61%
	BT	Aéreo	0,61%	-0,28%	-1,36%	-6,16%
	Total		0,55%	-0,36%	-1,43%	-6,22%

Gráfico 14 : Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Edelaysen Por Tipo de Suministro (MM$ dic 2014)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

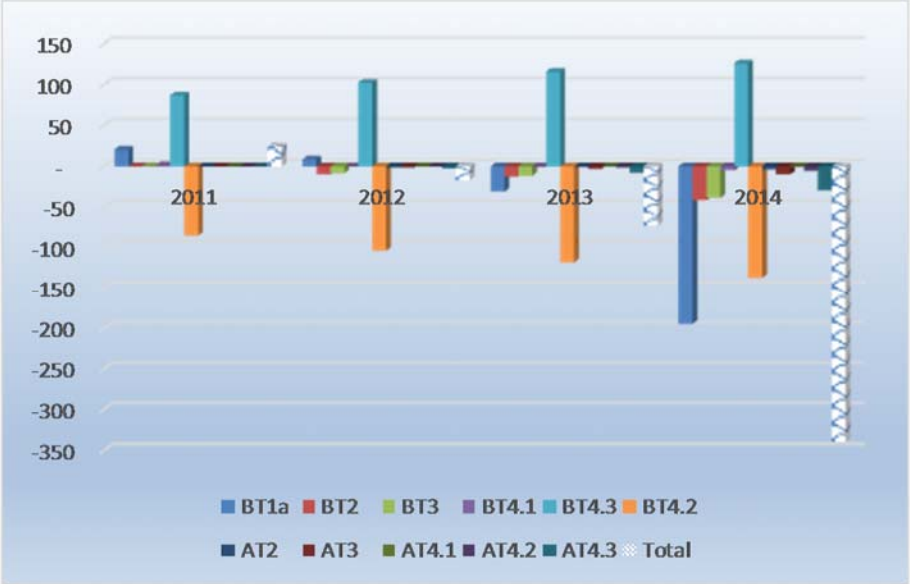
Tabla 27: Comparación Ingresos Reales - Teóricos Edelaysen Por Tarifa (MM$ dic 2014)

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
Teóricos	BT1a	2.996	3.177	3.415	3.675
	BT2	300	334	319	382
	BT3	364	381	370	419
	BT4.1	68	73	85	90
	BT4.3	8	8	7	8
	BT4.2	93	111	125	145
	AT2	44	49	48	47
	AT3	93	97	111	115
	AT4.1	10	11	15	13
	AT4.2	66	65	91	89
	AT4.3	284	348	494	481
	Total	4.327	4.654	5.081	5.465
Reales	BT1a	3.016	3.186	3.385	3.480
	BT2	300	324	306	341
	BT3	364	373	359	381
	BT4.1	70	73	84	85
	BT4.3	95	110	123	134
	BT4.2	8	8	7	8
	AT2	44	48	46	43
	AT3	93	95	108	105
	AT4.1	10	11	15	13
	AT4.2	66	65	89	84
	AT4.3	284	345	486	451
	Total	4.350	4.638	5.008	5.125
Reales - Teóricos	BT1a	20	9	- 31	- 195
	BT2	0	- 10	- 13	- 41
	BT3	0	- 9	- 12	- 39
	BT4.1	1	- 0	- 1	- 5
	BT4.3	86	102	115	126
	BT4.2	- 85	- 104	- 118	- 137
	AT2	0	- 1	- 1	- 4
	AT3	0	- 1	- 3	- 10
	AT4.1	- 0	- 0	- 0	- 1
	AT4.2	- 0	- 0	- 1	- 5
	AT4.3	0	- 3	- 8	- 30
	Total	24	- 17	- 73	- 340

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ingresos	Tarifa	2011	2012	2013	2014
(Reales - Teóricos)/Teóricos	BT1a	0,67%	0,27%	-0,91%	-5,30%
	BT2	0,14%	-2,92%	-3,97%	-10,84%
	BT3	0,02%	-2,23%	-3,13%	-9,20%
	BT4.1	2,08%	-0,33%	-1,13%	-5,21%
	BT4.3	1062,24%	1298,01%	1550,21%	1520,75%
	BT4.2	-91,24%	-93,04%	-94,18%	-94,68%
	AT2	0,65%	-2,47%	-2,29%	-7,73%
	AT3	0,04%	-1,44%	-2,92%	-8,65%
	AT4.1	0,00%	-0,50%	-1,21%	-5,40%
	AT4.2	-0,02%	-0,02%	-1,57%	-6,05%
	AT4.3	0,04%	-0,81%	-1,64%	-6,15%
	Total	0,55%	-0,36%	-1,43%	-6,22%

Gráfico 15: Diferencia Respecto de Ingresos Teóricos Edelaysen Por Tarifa (MM$ dic 2014)



A partir de las diferencias observadas para EDELAYSEN, se puede indicar que:

- A nivel total de la empresa, los ingresos por VAD reales resultan menores a los teóricos en el período 2012-2014, consistente con las menores tasas de crecimiento reales registradas.

- Las diferencias en el año 2011 corresponden a las indicadas previamente en el cargo fijo.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- A nivel de ingresos por VAD, las tarifas con mayor aporte son BT1a (68%), AT4.3 (8%), BT3 (8%) y BT2 (7%), predominando la BT1a en el comportamiento total de la empresa. Adicionalmente, se observa un traspaso de los consumos desde la tarifa BT4.2 a la BT4.3.

3.3. Balance de Potencia y Pérdidas

El objetivo del análisis es determinar el margen obtenido por las empresas distribuidoras en el período 2009 – 2014, al comparar en el punto de ingreso al sistema de distribución:

- las ventas referidas utilizando los factores de coincidencia, horas de uso y pérdidas de los decretos tarifarios vigentes,

- las compras fijadas por SEC en su revisión anual de Costos de Explotación.

Para ello, se realizó el siguiente procedimiento:

- A partir de las ventas físicas de energía, potencia en punta y fuera de punta informadas por las empresas en Ingresos de Explotación, se determinó los valores totales por empresa distribuidora, tarifa, mes, año y sector de nudo. Los clientes no sometidos a regulación de precios y las ventas a otras distribuidoras fueron homologados a la tarifa AT4.3, por disponer de demandas leídas en horas de punta y fuera de horas de punta, además de una facturación menor en caso de que la demanda en horas de punta sea menor que la registrada fuera de horas de punta, lo que es usual en este tipo de clientes.

- Se refirió los valores anteriores al punto de ingreso al sistema de distribución utilizando los factores de coincidencia, horas de uso y pérdidas de los decretos vigentes (385/2008 y 1T/2012).

- Respecto de las compras, se agrupó las unidades físicas de energía y potencia en horas de punta fijadas por SEC en su revisión anual de Costos de Explotación por mes, año y sector de nudo.

- Se valorizó las compras y ventas referidas con el Precio de Nudo Equivalente vigente en cada período.

En las tablas siguientes se ilustran las diferencias registradas al comparar la energía y potencia en horas de punta para cada una de las empresas distribuidoras. En particular, se tiene que:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Para la energía, el déficit anual de la industria es de alrededor del 4%, observándose las mayores diferencias en las cooperativas CODINER, COPELEC y COOPREL, originado porque sus pérdidas reales son mayores a las reconocidas para su área típica en el decreto tarifario,

- Respecto de la potencia en horas de punta, el efecto corresponde a la agregación de las pérdidas, factores de coincidencia y horas de uso, lo que genera resultados mixtos y variables. Dado que la comparación sea realiza con las unidades físicas a ingreso del sistema de distribución, no es factible realizar la separación de los factores de coincidencia y pérdidas.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 28: Balance Energía

Empresa	Venta - Compra (MM$ dic 2014)						(Venta - Compra)/Compra					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CEC	-500	-351	-369	-303	256	-545	-7,2%	-5,5%	-5,7%	-5,3%	4,3%[7]	-7,9%
CGE Distribución	-18.910	-29.853	-23.386	-20.534	-21.590	-30.895	-3,7%	-6,6%	-4,9%	-5,2%	-5,3%	
CHILECTRA	-19.182	-20.563	-17.967	-13.075	-7.503	-5.060	-2,3%	-2,9%	-2,6%	-2,4%	-1,3%	-0,8%
CHILQUINTA	-8.986	-7.848	-7.875	-7.050	-6.910	-5.614	-5,6%	-5,2%	-5,0%	-5,3%	-5,2%	-3,6%
CODINER	-458	-424	-446	-397	-469	-526	-13,1%	-13,0%	-12,9%	-13,4%	-14,3%	-13,7%
COELCHA	-194	-234	-576	-347	-164	116	-7,4%	-8,7%	-17,6%	-12,6%	-6,3%	4,2%
CONAFE	-	-	-	-985	-5.085	-10.144				-6,2%	-5,2%	
CONAFE A	-3.868	-5.505	-2.450	-4.000	-	-	-4,5%	-6,5%	-2,8%	-6,2%		
CONAFE B	39	-1.463	-489	-339	-	-	0,2%	-6,7%	-2,1%	-2,0%		
COOPELAN	-524	-506	-480	-513	-274	-477	-11,4%	-11,7%	-9,4%	-12,1%	-6,5%	-10,0%
COOPERSOL	-	-	-1	104	-	-			-1,7%			
COOPREL	-298	-270	-322	-280	-404	-317	-14,2%	-13,2%	-14,6%	-16,3%	-21,9%	-13,9%
COPELEC	-1.204	-1.189	-1.344	-1.062	-934	-1.393	-14,3%	-17,4%	-16,5%	-15,7%	-13,2%	-15,6%
CRELL	729	-308	-332	-358	-66	-422	17,9%	-7,7%	-7,2%	-8,7%	-1,5%	-8,2%
EDECSA	-72	-182	-137	-98	-66	-85	-1,8%	-5,0%	-4,5%	-3,9%	-2,4%	-2,5%
EDELAYSEN	-824	-809	-676	-566	-602	-569	-8,3%	-8,8%	-7,0%	-5,5%	-5,7%	-5,3%
EDELMAG	-100	-154	-79	-75	-95	-104	-1,0%	-1,3%	-0,6%	-0,6%	-0,7%	-0,8%
EEC	-42	-68	-118	-63	-67	5	-0,8%	-1,5%	-2,7%	-1,8%	-1,9%	0,1%
EEPA	-628	-506	-378	-230	-204	2.156	-4,0%	-4,0%	-2,6%	-1,9%	-1,7%	18,4%
ELECDA SIC	40	396	-2	1	-26	-10	1,9%	33,3%[8]	-0,2%	0,1%	-2,0%	-0,7%
ELECDA SING	-2.995	-1.850	-2.057	-1.652	-1.861	-3.377	-4,3%	-3,5%	-4,6%	-3,8%	-3,8%	-5,4%

[7] CEC informó unidades físicas de compra inferiores a las vendidas

[8] Las unidades físicas de energía vendida informadas por ELECDA SIC son 21% superiores a la compra en ingreso a distribución.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	Venta - Compra (MM$ dic 2014)						(Venta - Compra)/Compra					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ELIQSA	-1.880	-1.481	-1.222	-852	-850	-1.848	-4,8%	-4,6%	-4,1%	-3,2%	-3,0%	-5,4%
EMELARI	-358	-536	-392	-480	-72	-880	-1,6%	-3,0%	-2,5%	-3,3%	-0,5%	-4,2%
EMELAT	-1.631	-1.131	-1.190	-1.530	244	-1.022	-3,5%	-2,7%	-2,5%	-3,8%	0,7%	-2,7%
EMELCA	-152	-1	-133	-128	-766	110	-12,2%	-0,1%	-12,7%	-14,6%		15,8%
EMELECTRIC	-6.019	-4.719	-5.933	-2.983	-4.327	-6.672	-6,8%	-6,3%	-7,5%	-4,4%	-6,1%	
EMETAL	-965	-687	-823	-437	-872	6.160	-12,7%	-10,6%	-11,4%	-6,7%	-13,4%	
ENELSA	-411	-512	-384	-243	-222	2.565	-9,2%	-13,9%	-11,0%	-8,3%	-8,8%	
FRONTEL	-5.289	-5.161	-4.639	-3.714	-4.131	-3.971	-8,7%	-9,3%	-8,6%	-8,2%	-8,8%	-7,2%
LITORAL	-289	-393	-205	-237	-125	-186	-4,8%	-7,1%	-4,2%	-5,5%	-2,8%	-3,4%
LUZ ANDES	-2	10	-20	-10	41	5	-0,4%	2,0%	-3,9%	-2,5%	9,7%[9]	1,0%
LUZ OSORNO	-1.087	-564	-764	-258	-531	-616	-12,3%	-7,2%	-8,7%	-3,7%	-7,1%	-6,7%
LUZLINARES	-684	-519	-536	-482	-423	-423	-10,6%	-8,6%	-8,2%	-8,6%	-7,2%	-5,8%
LUZPARRAL	-410	-410	-335	-221	-387	-335	-9,5%	-10,3%	-8,1%	-6,2%	-9,5%	-6,5%
SAESA	-6.752	-6.576	-6.270	-4.702	-3.782	-3.353	-5,3%	-6,0%	-5,2%	-4,5%	-3,4%	-2,5%
SOCOEPA	-193	-164	-166	-140	-203	-192	-10,4%	-10,0%	-9,2%	-9,2%	-12,6%	-9,9%
TIL-TIL	-31	59	-18	-30	20	-15	-3,3%	6,9%	-2,0%	-4,2%	3,1%	-2,0%
Total	-84.132	-94.470	-82.513	-68.269	-62.451	-67.933	-3,9%	-4,9%	-4,2%	-4,2%	-3,8%	-3,5%

[9] Detalle de ventas informado no coincide con resumen ingresos

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 29: Balance de Potencia en Horas de Punta

Empresa	Venta - Compra (MM$ dic 2014)						(Venta - Compra)/Compra					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CEC	57.759	191	28	140	369	248	12189,8%[10]	55,4%	3,8%	23,0%	69,0%	64,5%
CGE Distribución	5.988	2.308	3.340	5.096	-396	1.589	5,9%	2,6%	3,9%	6,5%	-0,5%	
CHILECTRA	-6.532	72	-478	-2.087	-1.608	1.163	-4,0%	0,0%	-0,4%	-1,8%	-1,4%	1,0%
CHILQUINTA	716	782	1.485	1.439	-1.207	-599	2,2%	2,6%	5,0%	5,3%	-4,9%	-2,5%
CODINER	-59	-13	109	518	-1	312	-9,3%	-2,2%	23,1%	1576,8%[11]	-0,2%	184,7%
COELCHA	95	141	-40	-24	98	86	26,5%	46,6%	-8,0%	-4,5%	23,9%	20,1%
CONAFE	-	-	-	-110	-987	-1.570				-3,5%	-5,2%	
CONAFE A	825	458	935	491	-	-	4,2%	2,3%	5,9%	3,7%		
CONAFE B	404	325	339	399	-	-	7,4%	6,0%	6,1%	9,0%		
COOPELAN	-3	11	62	36	55	303	-0,4%	1,4%	7,2%	4,5%	9,1%	98,8%[12]
COOPERSOL	-	-	19	34	-	-						
COOPREL	-86	-72	-28	-20	-20	2	-17,8%	-16,0%	-7,0%	-5,6%	-6,0%	0,7%
COPELEC	37	472	-17	1.218	-75	636	2,0%	40,9%	-1,1%	599,3%[13]	-5,8%	95,0%
CRELL	1.094	207	-7	-10	-2	427	99,1%	25,9%	-0,7%	-1,0%	-0,2%	86,1%
EDECSA	88	74	75	49	-37	-71	14,3%	13,2%	17,4%	14,3%	-11,4%	-20,6%
EDELAYSEN	-379	-381	-355	-267	68	234	-16,1%	-17,2%	-16,0%	-11,1%	2,8%	10,0%
EDELMAG	-52	7	5	112	73	-12	-1,1%	0,1%	0,1%	2,5%	1,7%	-0,3%

[10] CEC informó los valores monetarios como unidades físicas
[11] SEC no reconoció compra de potencia en horas de punta desde mayo a diciembre 2012
[12] SEC reconoció compra de potencia en horas de punta en la mitad de los puntos presentados.
[13] De mayo en adelante SEC sólo reconoció compra de potencia en horas de punta en Chillán

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	Venta - Compra (MM$ dic 2014)						(Venta - Compra)/Compra					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EEC	-131	657	-79	1.029	34	138	-9,9%	52,3%	-6,9%		3,2%	11,8%
EEPA	177	305	271	338	174	431	4,8%	10,7%	10,9%	13,9%	7,1%	17,9%
ELECDA SIC	-76	64	-18	173	-20	-25	-9,9%	12,8%	-6,6%	308,5%[14]	-8,8%	-10,7%
ELECDA SING	852	995	1.149	822	316	-73	6,3%	7,9%	9,6%	7,2%	3,2%	-0,7%
ELIQSA	291	125	24	134	-185	-232	4,1%	1,7%	0,3%	2,0%	-2,9%	-4,0%
EMELARI	73	136	207	140	-266	-226	1,6%	3,1%	5,5%	4,1%	-8,0%	-6,9%
EMELAT	2.159	13	577	524	351	-88	29,9%	0,2%	9,0%	8,9%	6,6%	-1,7%
EMELCA	224	287	348	-52.847	-56	64	182,8%	392,1%		-99,4%		74,9%
EMELECTRIC	3.172	2.275	1.809	1.622	-339	-370	21,7%	17,3%	14,9%	14,8%	-3,4%	
EMETAL	-30	13	311	4	-77	750	-2,4%	1,2%	37,6%	0,4%	-8,1%	
ENELSA	-93	-91	-29	-17	-20	270	-12,4%	-13,0%	-6,7%	-4,5%	-6,3%	
FRONTEL	-1.200	-1.065	-850	-673	-273	-98	-8,7%	-8,7%	-8,2%	-6,9%	-3,1%	-1,1%
LITORAL	153	311	231	129	-215	-352	5,7%	13,9%	19,8%	11,0%	-17,9%	-25,9%
LUZ ANDES	37	-2	8	14	44	27	11,5%	-0,5%	2,7%	4,5%	14,0%	8,6%
LUZ OSORNO	-431	-193	-282	-207	-44	568	-20,3%	-11,3%	-14,6%	-11,7%	-2,9%	64,0%[15]
LUZLINARES	-102	-130	-73	-15	-4	75	-9,4%	-12,8%	-6,8%	-1,6%	-0,5%	10,7%
LUZPARRAL	-12	-40	-29	39	-25	1	-1,5%	-5,1%	-3,9%	6,2%	-4,6%	0,2%
SAESA	1.629	78	-761	750	-761	-225	7,3%	0,3%	-3,1%	3,5%	-3,9%	-1,2%
SOCOEPA	-35	31	21	86	66	-8	-8,6%	10,0%	6,1%	33,1%	22,6%	-2,7%
TIL-TIL	-27	182	-12	-12	-75	-49	-7,5%	110,5%	-4,8%	-5,1%	-34,0%	-25,7%
Total	66.527	8.532	8.292	-40.951	-5.047	3.324	15,3%	2,2%	2,3%	-10,7%	-1,6%	1,0%

[14] ELECDA SIC no informa compra de potencia en horas de punta desde julio a diciembre (exceptuando noviembre)

[15] SEC reconoción un 62% de la potencia en horas de punta presentada.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

4. ANÁLISIS TARIFAS EXISTENTES Y SU APLICACIÓN

El objetivo del análisis realizado es determinar la conveniencia de contar con cada una de las opciones tarifarias reguladas existentes, según sus objetivos, el número y tipo de clientes a los que apunta, de modo de disponer de los antecedentes necesarios que permitan elaborar una propuesta de nueva estructura tarifaria que entregue las señales de precio adecuadas y se ajuste al perfil de consumo de los clientes.

Para ello, la metodología desarrollada en este capítulo incluye la revisión y análisis de los siguientes aspectos:

- Evolución de la cantidad de Cargos Fijos y Energía del período 2008-2014, con el detalle por empresa a nivel de comuna. A partir de ellos, se calcularon la energía vendida media por cargo fijo y el precio medio[16] por energía, de modo de comparar los niveles de consumo y de precios entre las opciones de los escenarios revisados.

- Distribución de las ventas medias al interior de una tarifa, según el detalle de las ventas por cliente, de modo de visualizar la dispersión respecto de los valores medios determinados en el punto anterior.

- Perfil de consumo horario de los clientes, de modo de visualizar la distribución del consumo en los distintos bloques horarios que pudiesen verse favorecidos con una nueva estructura tarifaria.

- Equipos de Medición existentes, que permite visualizar los ajustes requeridos para la implementación de nuevas opciones tarifarias con sus correspondientes requisitos de medición.

A continuación, se incluye el detalle de cada uno de los puntos mencionados anteriormente.

4.1. Revisión Cargos Fijos, Energía, Ventas Medias y Precio Medio

El objetivo del análisis es la revisión del comportamiento en el período 2008-2014 de la cantidad de clientes y energía asociados a cada opción tarifaria existente, lo que permite determinar la tendencia natural de preferencia de los clientes bajo la estructura tarifaria actual, con las consiguientes opciones tarifarias que están cayendo en desuso, así como las que disponen de un mayor nivel de crecimiento. Como fuente

[16] En el cálculo de los precios medios se emplearon los cargos tarifarios determinados con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Teóricos y Reales

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

se utiliza el detalle de ventas por comuna proporcionado anualmente por las empresas distribuidoras en el proceso de Ingresos de Explotación.

Adicionalmente, se determinaron los siguientes indicadores:

- ***Ventas Medias***, como el cuociente de la energía vendida y la cantidad de cargos fijos, lo que permite comparar el consumo promedio mensual por cliente para cada tarifa.

- ***Precio Medio***, para lo que se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Este indicador es un equivalente de precio "monómico", por lo que incluye información respecto del factor de carga de facturación de un cliente, lo que es relevante para la determinación de su tarifa de menor costo.

Para el análisis se seleccionaron escenarios que reflejen características que permitan agrupar empresas o clientes, de modo de obtener indicadores a un nivel más macro en los que afecte de menor forma situaciones particulares de alguna empresa, buscando reflejar comportamientos más generales que permitan obtener conclusiones aplicables a una propuesta de estructura tarifaria, asociados a condiciones geográficas, nivel de ruralidad, entre otros.

En base a lo anterior, la revisión se realizó por opción tarifaria bajo los siguientes escenarios:

- ***A nivel industria***, para el conjunto de empresas que entregaron información en los procesos anuales de Ingresos de Explotación.

- ***Clasificación comunas como urbano/rural***[17], según la clasificación de las comunas contenida en la Resolución Exenta 311 de 2016. Si bien dicha resolución sólo incluye a las empresas de referencia de los estudios de fijación de Valor Agregado de Distribución del período 2016 – 2020, se constató que las comunas indicadas corresponden al 77,5% del universo de comunas, clasificándose las restantes según los criterios incluidos en la Resolución Exenta 53 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que "Dicta Norma Técnica sobre Definición de Zonas Rurales y Exigencias de Calidad de Servicio".

[17] En Rural se incluyó la clasificación Rural y Rural 2.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- ***Por Área Típica***, bajo la definición del numeral 1.2 del Decreto 1T/2012, de modo de reflejar efectos ocasionados por la densidad de los consumos de los clientes. Cabe mencionar que, si bien la vigencia de dicho decreto abarca una parte del período bajo revisión, se optó por utilizar una sola clasificación en vez de la del decreto vigente en cada año, de modo de eliminar la distorsión en las tasas de crecimiento producto de las distintas asignaciones históricas empresa – área típica.

Tabla 30: Clasificación Empresas Según ATD Decreto 1T/2012

ATD 2012	Empresas
1	CHILECTRA
2	ELECDA, EMELAT, EEPA, LUZ ANDES, CGED, CEC
3	EMELARI, ELIQSA, CHILQUINTA, CONAFE, EMELECTRIC, EDELMAG
4	LITORAL, EEC, SAESA, EDECSA, ENELSA
5	EMELCA, TIL TIL, COOPELAN, FRONTEL, EMETAL, LUZ LINARES, LUZ PARRAL, LUZ OSORNO
6	COOPERSOL, EDELAYSEN, CODINER, COPELEC, COELCHA, SOCOEPA, CRELL

- ***Por Tamaño de Empresa***, según el Valor Nuevo de Reemplazo de los Activos presentados a SEC en el proceso de Fijación de VNR 2014, del modo indicado en la tabla siguiente.

Tabla 31: Clasificación Empresas Según Tamaño

Tamaño Empresa	Empresas
GRANDE	CHILECTRA y CGED
MEDIANA	CHILQUINTA, SAESA, FRONTEL, CONAFE y EMELECTRIC
PEQUEÑA	ELECDA, COPELEC, EMELAT, ELIQSA, LUZ OSORNO, EDELAYSEN, EMELARI, EEPA, LUZ PARRAL, COOPELAN, CRELL, LITORAL, LUZ LINARES, EDELMAG, CODINER, COELCHA, COOPREL, EDECSA, SOCOEPA, CEC, EEC, LUZ ANDES, TIL TIL, EMELCA, COOPERSOL, EMETAL y ENELSA

- ***Por Zona Geográfica***, según la asignación indicada en la tabla siguiente.

Tabla 32: Clasificación Empresas por Zona Geográfica

Zona Geográfica	Empresas
SING	EMELARI, ELIQSA, ELECDA SING y COOPERSOL
Norte	ELECDA SIC, EMELAT, CONAFE, ENELSA
Centro	CHILQUINTA, EMELCA, LITORAL, CHILECTRA, EEC, TIL TIL, EEPA, LUZ ANDES, EMELECTRIC, CGED, EDECSA, CEC, EMETAL, LUZ LINARES
Sur	COOPELAN, FRONTEL, SAESA, CODINER, LUZ PARRAL, COPELEC, COELCHA, SOCOEPA, COOPREL, LUZ OSORNO, CRELL
Aysén	EDELAYSEN
Magallanes	EDELMAG

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A continuación, se muestran los principales resultados obtenidos de la revisión de la cantidad de cargos fijos, energía, venta media y precio medio. El detalle del análisis se incluye en el Anexo 3.

a. Cargo Fijo

El objetivo del análisis es revisar la evolución que ha registrado la cantidad de clientes bajo cada opción tarifaria en el período 2008 - 2014, además de determinar la participación relativa de cada tarifa en el universo de clientes, lo que permite caracterizar la tendencia de crecimiento natural registrada, diferenciando las opciones tarifarias en desuso de las que registran mayores tasas de crecimiento. La tabla siguiente muestra la cantidad de cargos fijos facturados anuales y el crecimiento promedio del período 2009 – 2014. En los gráficos a continuación, se muestra la tasa de crecimiento anual por opción tarifaria y su participación en los cargos fijos no BT1.

Tabla 33: Cantidad de Cargos Fijos Anuales y Crecimiento Promedio 2009 - 2014

Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	48.167	49.104	49.870	50.893	52.393	53.154	53.763	1,8%
AT2PPP	122.733	123.868	120.695	118.848	124.443	125.344	124.910	0,3%
AT3PP	46.421	46.585	45.704	46.211	47.157	47.035	47.669	0,4%
AT3PPP	39.249	39.177	41.673	42.641	42.873	43.711	44.977	2,3%
AT4.1	14.384	14.168	13.829	13.607	13.426	12.889	12.399	-2,4%
AT4.2	9.362	8.862	8.582	8.394	8.152	7.795	7.353	-3,9%
AT4.3	215.686	228.972	243.285	259.234	273.830	279.214	286.594	4,9%
BT1a	58.852.071	60.977.504	61.774.357	63.850.218	65.520.754	66.978.633	68.718.985	2,6%
BT1b	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,6%
BT2PP	359.787	364.319	429.407	456.961	459.624	464.672	465.306	4,4%
BT2PPP	110.510	102.588	102.922	101.931	99.097	95.599	95.798	-2,4%
BT3PP	316.526	322.188	335.116	344.938	353.138	361.007	371.591	2,7%
BT3PPP	144.754	149.673	154.955	160.031	165.730	169.590	175.187	3,2%
BT4.1	30.350	28.428	27.213	26.685	26.465	26.707	26.223	-2,4%
BT4.2	4.507	4.149	4.595	4.476	4.411	4.358	4.087	-1,6%
BT4.3	164.335	188.980	208.777	232.801	253.282	273.936	284.846	9,6%
Total	60.764.904	62.920.060	63.820.483	65.976.826	67.717.640	69.190.545	70.994.860	2,6%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 16: Tasas de Crecimiento Anual Cargos Fijos Tarifa – Industria

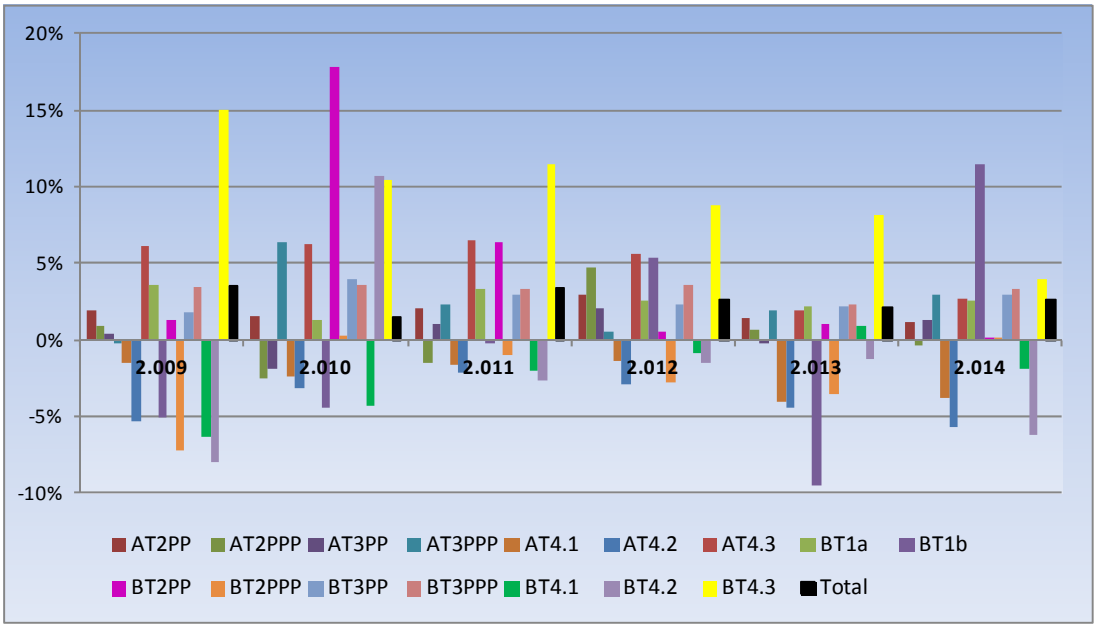
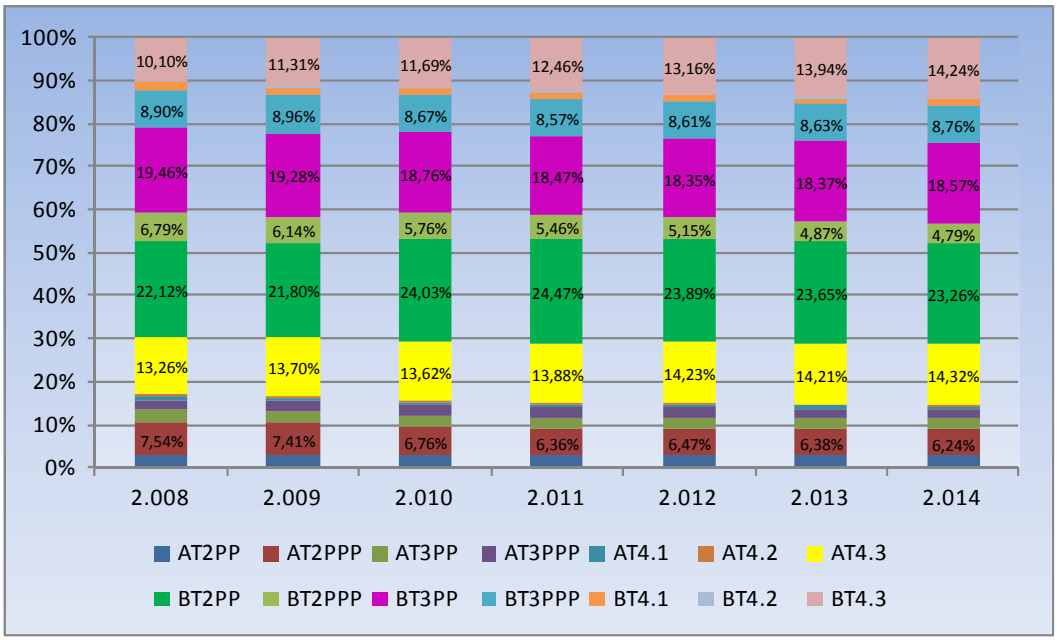


Gráfico 17: Participación Cargos Fijos Opción Tarifaria sin BT1



A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las opciones tarifarias horarias 4.1 y 4.2.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Un traspaso de clientes de la tarifa BT2PPP a la BT2PP, por acciones de las empresas distribuidoras que buscan que la tarifa asociada a cada cliente sea consistente con su perfil de consumo.
- Por nivel de tensión, los mayores crecimientos se registran en las tarifas con medición de potencia en horas de punta y fuera de horas de punta (4.3), consistente con la baja de los precios de los equipos de medición.
- El 96,8% de los cargos fijos facturados corresponden a la tarifa BT1a. Al no considerar las tarifas BT1, el 42% lo registran en conjunto las tarifas BT2PP y BT3PP.

En la tabla siguiente se resumen los resultados de los escenarios analizados.

Tabla 34: Crecimiento Promedio y Participación Tarifas en Cargos Fijos

Clasificación	Crecimiento 2009 - 2014	Mayor Participación sin BT1a
Urbano / Rural	Rural: 3,2% Urbano: 2,5%	R : BT2PP, AT4.3 y AT2PPP U : BT2PP, BT3PP y BT4.3
ATD (1T/2012)	ATD1: 2,2% ATD2: 2,7% ATD3: 2,7% ATD4: 3,1% ATD5: 2,9% ATD6: 4,1%	ATD1: BT2PP, BT3PP y BT4.3 ATD2: BT2PP, BT3PP y AT4.3 ATD3: BT2PP y AT4.3 ATD4: BT2PP, AT2PPP y AT4.3 ATD5: AT2PPP y AT4.3 ATD6: AT2PPP y AT4.3
Tamaño Empresa	Grande : 2,4% Mediana: 2,9% Pequeña : 2,9%	G: BT2PP, BT3PP y BT4.3 M:AT2PPP ,AT4.3 y BT2PP P: BT2PP, BT3PP y AT4.3
Zona Geográfica	SING: 2,4% Norte: 2,9% Centro: 2,5% Sur: 3,1% Aysen : 2,8% Magallanes: 1,8%	SING: BT2PP y BT3PP Norte: BT2PP y AT4.3 Centro: BT2PP , BT3PP y AT4.3 Sur: BT2PP, AT2PPP y AT4.3 Ays: BT2PP y AT2PPP Mag: BT2PP y BT3PP

A grandes rasgos, se puede mencionar que:

- En todos los escenarios analizados la tarifa BT1a registra alrededor del 97% de los cargos fijos facturados.
- ***Urbano/Rural***: Se registran mayores tasas de crecimiento promedio en las comunas rurales, lo que es consistente con la tasa de crecimiento del ATD6.
- ***ATD***: A medida que disminuye la densidad de consumo (ATD5 y ATD6), aumenta la participación de las tarifas AT en contraposición de las BT, dado que en zonas menos densas resulta más conveniente la conexión de un

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

cliente a un transformador de distribución en vez de una extensión de la red de baja tensión. Por este mismo motivo, en el ATD1 (Chilectra) se registra una mayor participación de clientes BT.

- ***Tamaño Empresa***: A nivel de total BT, la tasa de crecimiento promedio es mayor mientras menor es el tamaño de la empresa, mientras que en AT el menor crecimiento lo registran las empresas medianas.

- ***Zona Geográfica***: No se registran clientes AT4.1 y BT4.1 en el SING y Magallanes. Las tarifas no BT1a con mayor participación son diferentes en las distintas zonas geográficas, repitiéndose sólo BT2PP en todas ellas.

b. Energía

El objetivo del análisis es revisar la evolución que ha registrado la energía consumida bajo cada opción tarifaria en el período 2008 - 2014, además de determinar la participación relativa de cada tarifa en la venta total, lo que permite visualizar la tendencia de crecimiento natural registrada, diferenciando las opciones tarifarias en desuso de las que registran mayores tasas de crecimiento. La tabla siguiente muestra la energía facturada anual por tarifa y el crecimiento promedio del período 2009 – 2014. En los gráficos a continuación, se muestra la tasa de crecimiento anual por opción tarifaria y su participación en la energía vendida total.

Tabla 35: Energía Facturada Anual por Tarifa (MWh) y Tasa de Crecimiento Promedio 2009 - 2014

Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	76.145	73.552	71.735	77.083	78.926	82.126	85.469	1,94%
AT2PPP	114.481	110.709	106.010	107.186	109.224	115.452	116.997	0,36%
AT3PP	848.914	817.861	787.790	763.833	771.305	791.884	770.261	-1,61%
AT3PPP	427.825	399.519	385.762	387.690	397.117	419.041	464.950	1,40%
AT4.1	56.359	46.143	38.099	36.488	35.126	39.564	33.915	-8,12%
AT4.2	80.343	72.633	68.530	62.727	59.936	59.101	54.403	-6,29%
AT4.3	7.677.916	8.020.162	8.455.661	9.398.639	10.432.819	11.182.206	11.923.560	7,61%
BT1a	9.276.109	9.577.716	9.930.423	10.375.263	11.013.806	11.786.371	12.418.971	4,98%
BT1b	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-1,95%
BT2PP	644.477	668.392	590.146	580.218	579.976	593.251	576.566	-1,84%
BT2PPP	334.856	313.972	348.189	330.797	322.783	310.659	284.745	-2,67%
BT3PP	1.362.848	1.347.198	1.308.120	1.314.645	1.349.444	1.387.037	1.371.715	0,11%
BT3PPP	423.569	432.938	430.923	445.092	463.491	486.568	494.745	2,62%
BT4.1	39.084	35.907	34.057	33.104	30.755	31.653	30.674	-3,96%
BT4.2	15.676	13.941	11.550	11.024	10.720	12.243	11.842	-4,57%
BT4.3	870.066	972.329	1.047.724	1.166.142	1.270.021	1.367.520	1.459.641	9,01%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
Total	22.259.492	22.912.558	23.622.562	25.098.166	26.934.663	28.673.824	30.108.070	5,16%

Gráfico 18: Tasas de Crecimiento Anual Energía Tarifa – Industria

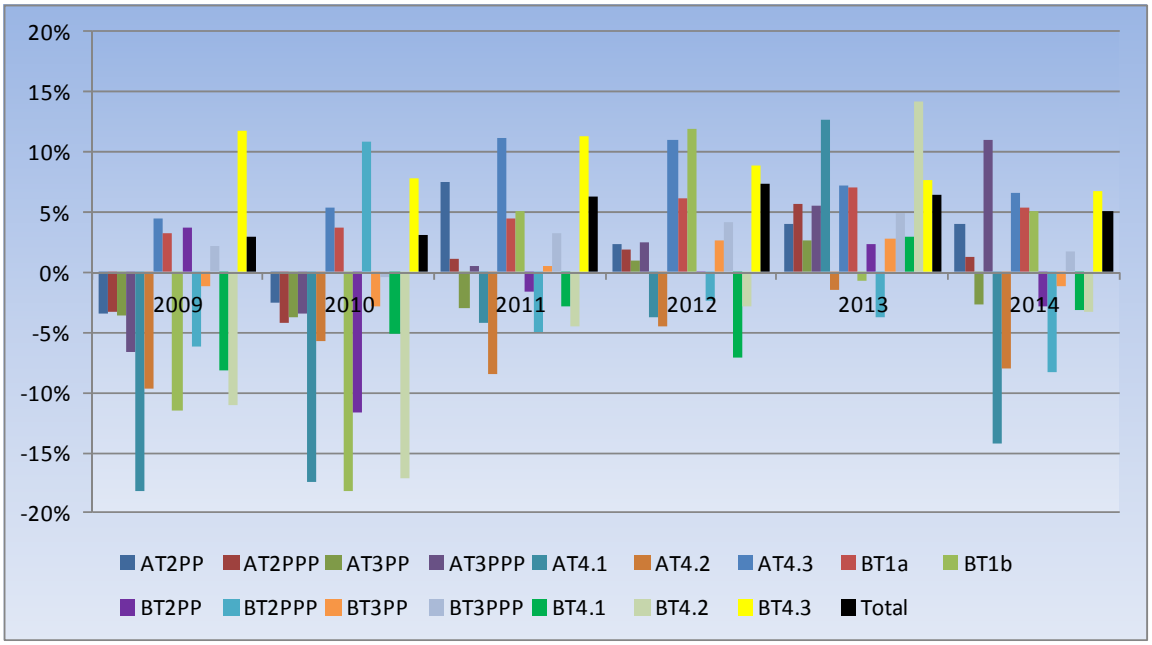
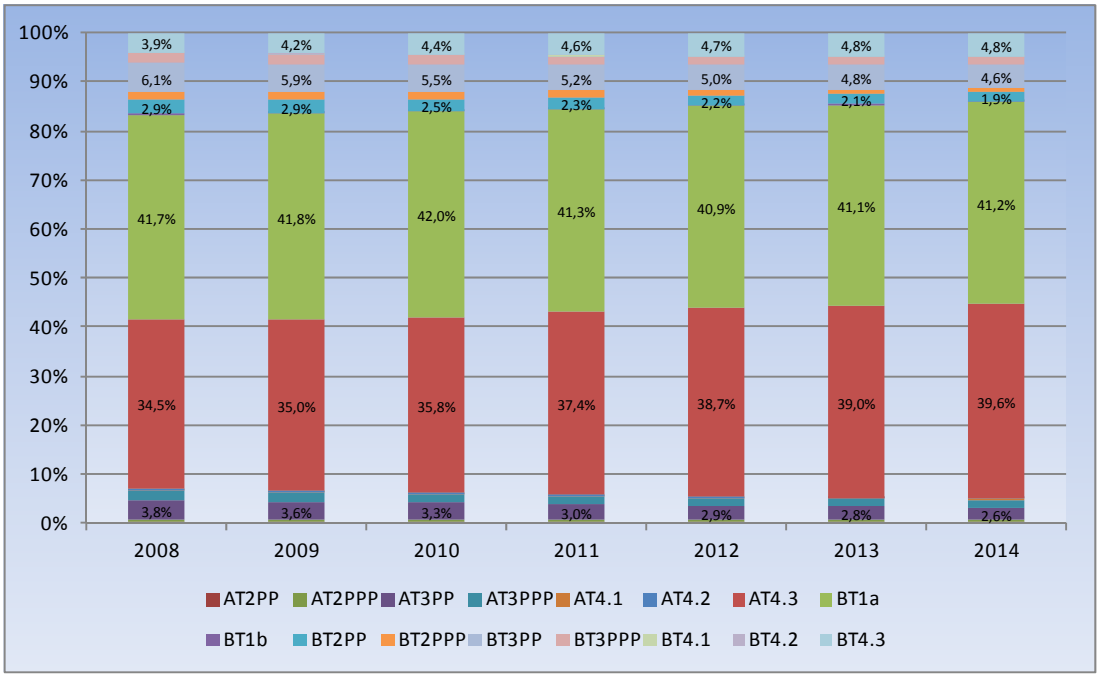


Gráfico 19: Participación Energía Vendida Anual Por Tarifa



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las tarifas horarias 4.1 y 4.2.
- En baja tensión, un crecimiento negativo para las tarifas BT2.
- Por nivel de tensión, los mayores crecimientos se registran en las tarifas con medición de potencia en horas de punta y fuera de horas de punta (4.3), consistente con la baja de los precios de los equipos de medición.
- Las tarifas AT4.3 y BT1a en conjunto totalizan alrededor del 80% de la energía vendida.

En la tabla siguiente se resumen los resultados de los escenarios analizados.

Tabla 36: Crecimiento Promedio y Participación Tarifas en Energía Vendida

Clasificación	Crecimiento Promedio 2009 - 2014	Mayor Participación
Urbano / Rural	Rural: 6,1% Urbano: 4,9%	R : BT1a: 34% AT4.3: 50% U : BT1a: 44% AT4.3: 34%
ATD (1T/2012)	ATD1: 5,2% ATD2: 5,5% ATD3: 5,0% ATD4: 4,7% ATD5: 4,1% ATD6: 5,1%	ATD1: BT1a: 42% AT4.3: 31% ATD2: BT1a: 43% AT4.3: 39% ATD3: BT1a: 43% AT4.3: 40% ATD4: BT1a: 33% AT4.3: 50% ATD5: BT1a: 39% AT4.3: 41% ATD6: BT1a: 45% AT4.3: 32%
Tamaño Empresa	Grande : 5,4% Mediana: 4,8% Pequeña : 4,7%	G: BT1a: 42% AT4.3: 34% M: BT1a: 40% AT4.3: 44% P: BT1a: 42% AT4.3: 39%
Zona Geográfica	SING: 5,1% Norte: 4,6% Centro: 5,4% Sur: 4,6% Aysén: 2,6% Magallanes: 2,6%	SING: BT1a: 51% AT4.3: 29% Norte: BT1a: 37% AT4.3: 49% Centro: BT1a: 42% AT4.3: 35% Sur: BT1a: 36% AT4.3: 46% Ays: BT1a: 43% AT4.3: 32% Mag: BT1a: 44% AT4.3: 31%

A grandes rasgos, se puede mencionar que:

- En todos los casos, alrededor del 80% de la energía vendida se registra en las tarifas AT4.3 y BT1a.

- Las mayores tasas de crecimiento promedio se presentan en:
  - La zona rural, siendo mayor que la ATD6 y las empresas pequeñas, entendiéndose que gran parte de las empresas pequeñas abastecen las zonas rurales y están clasificadas en el ATD6.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- La zona central, de la que forman parte las Empresas Grandes que participan en las ATD1 y ATD2.

- Por ***zona geográfica***, las menores tasas de crecimiento se presentan en los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes. En el SING se registra la mayor participación BT1a, mientras que AT4.3 registra valores mayores en el Norte.

- Por ***ATD***, AT4.3 presenta una mayor participación en el ATD4.

- Por ***Urbano/Rural***, AT4.3 registra valores mayores en la zona rural, consistente con la menor presencia de redes de baja tensión en las zonas rurales.

c. Ventas Medias

El objetivo del análisis es comparar el consumo promedio mensual de energía por cliente para cada opción tarifaria y escenario revisado, para lo que se realizó en cada caso el cuociente entre la energía vendida y su correspondiente cantidad de cargos fijos facturados, de modo de recoger las distintas realidades de consumo en cada uno de los escenarios revisados. La tabla siguiente muestra el consumo promedio mensual por tarifa y el crecimiento promedio del período 2009 – 2014.

Tabla 37: Consumo Promedio Mensual Por Tarifa (kWh)

Tarifa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	1.581	1.498	1.438	1.515	1.506	1.545	1.590	0,09%
AT2PPP	933	894	878	902	878	921	937	0,07%
AT3PP	18.287	17.556	17.237	16.529	16.356	16.836	16.159	-2,04%
AT3PPP	10.900	10.198	9.257	9.092	9.263	9.587	10.337	-0,88%
AT4.1	3.918	3.257	2.755	2.682	2.616	3.070	2.735	-5,81%
AT4.2	8.582	8.196	7.985	7.473	7.352	7.582	7.399	-2,44%
AT4.3	35.598	35.027	34.756	36.255	38.100	40.049	41.604	2,63%
BT1a	158	157	161	162	168	176	181	2,31%
BT1b	38	35	30	32	34	37	35	-1,32%
BT2PP	1.791	1.835	1.374	1.270	1.262	1.277	1.239	-5,96%
BT2PPP	3.030	3.061	3.383	3.245	3.257	3.250	2.972	-0,32%
BT3PP	4.306	4.181	3.903	3.811	3.821	3.842	3.691	-2,53%
BT3PPP	2.926	2.893	2.781	2.781	2.797	2.869	2.824	-0,59%
BT4.1	1.288	1.263	1.251	1.241	1.162	1.185	1.170	-1,59%
BT4.2	3.478	3.360	2.513	2.463	2.430	2.809	2.897	-3,00%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
BT4.3	5.294	5.145	5.018	5.009	5.014	4.992	5.124	-0,54%
Total	366	364	370	380	398	414	424	2,47%

A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las opciones tarifarias horarias 4.1 y 4.2, además de las con demanda contratada o leída (2 y 3). La excepción se da en las AT2, con un crecimiento promedio cercano a cero.
- Los mayores crecimientos promedio se registran en las tarifas AT4.3 y BT1a.
- Tanto en AT como en BT, los mayores consumos promedios los registran las opciones 4.3, seguidas por la 3 PP.
- BT4.3 y BT3PP presentan mayores consumos promedios que las tarifas AT2 y AT4.1.
- BT1b registra un menor consumo promedio por corresponder a clientes estacionales de verano.

En la tabla siguiente se resumen los resultados de los escenarios analizados.

Tabla 38: Ventas Medias con su Crecimiento Promedio

Clasificación	Crecimiento Promedio 2009 - 2014	Ventas Medias 2009-2014 (kWh)
Urbano / Rural	Rural: 2,8% Urbano: 2,4%	R : AT 12002 kWh , BT 153 kWh , Total 349 kWh U : AT 28392 kWh , BT 244 kWh , Total 400 kWh
ATD (1T/2012)	ATD1: 3,0% ATD2: 2,7% ATD3: 2,2% ATD4: 1,6% ATD5: 1,2% ATD6: 1,0%	ATD1: AT 50945 kWh , BT 314 kWh , Total 491 kWh ATD2: AT 22394 kWh , BT 208 kWh , Total 379 kWh ATD3: AT 16130 kWh , BT 183 kWh , Total 335 kWh ATD4: AT 15663 kWh , BT 170 kWh , Total 376kWh ATD5: AT 7614 kWh , BT 123 kWh , Total 244 kWh ATD6: AT 7092 kWh , BT 157 kWh , Total 266 kWh
Tamaño Empresa	Grande : 2,9% Mediana: 1,9% Pequeña : 1,7%	G: AT 31033 kWh , BT 264 kWh , Total 433 kWh M: AT 14220 kWh , BT 165 kWh , Total 325 kWh P: AT 15432 kWh , BT 196 kWh , Total 363 kWh
Zona Geográfica	SING: 2,6% Norte: 1,6% Centro: 2,8% Sur: 1,5% Aysén: -0,2% Magallanes: 0,8%	SING: 28562 kWh , BT 246 kWh , Total 383 kWh Norte: 17139 kWh , BT 178 kWh , Total 374 kWh Centro: 25227 kWh , BT 241 kWh , Total 406 kWh Sur: 11122 kWh , BT 151 kWh , Total 317 kWh Ays: 9104 kWh , BT 158 kWh , Total 276 kWh Mag: 24673 kWh , BT 230 kWh , Total 382 kWh

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

A grandes rasgos, se puede mencionar que:

- ***Urbano/Rural:***
  - Tasa de crecimiento promedio BT, la zona rural (2,8%) duplica a la urbana (1,4%), con las mayores diferencias en BT4.2 y BT2PPP.

- ***ATD:***
  - Tasa de crecimiento promedio AT, es decreciente según se incrementa el área típica

- ***Tamaño Empresa:***
  - Tasa de crecimiento promedio AT, disminuye a medida que se reduce el tamaño de la empresa

- ***Zona Geográfica:***
  - Tasa de crecimiento promedio BT, todas las zonas registran tasas de crecimiento positivas que oscilan entre 0,9 y 2%, presentándose los valores mayores en el SUR (2%) - AYSÉN (1,7%) y el menor en MAGALLANES (0,9%).
  - Tasa de crecimiento promedio AT, las mayores tasas de crecimiento las registran las zonas SING (3,8%) y CENTRO (4,6%). AYSÉN presenta tasas de crecimiento negativas (-4,8%).
  - Tanto el consumo promedio AT como el BT, registra los mayores valores en el SING, CENTRO y MAGALLANES.

A nivel transversal entre los escenarios analizados, se tiene:

- En el caso de las tarifas AT, el consumo promedio rural a nivel total es un 42% de su equivalente urbano, lo que es consistente con los mayores valores registrados para el ATD1 y las empresas grandes.

- Respecto de las tarifas BT, el consumo promedio rural es un 63% de su equivalente urbano. En los escenarios por ATD y tamaño empresa, los mayores valores se registran en el ATD1 y empresas grandes, respectivamente, no obstante con diferencias menores que en el caso AT.

d. Precio Medio

El objetivo del análisis es comparar los niveles de precio por kWh entre las distintas opciones tarifarias en los escenarios revisados, incluyendo en el precio la valorización del cargo fijo, energía[18], potencia en horas de punta y fuera de horas de punta, de modo de determinar un equivalente "monómico" que refleje el factor de carga de

[18] En BT1b se incluye potencia base y potencia de invierno.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

facturación. Para ello, valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria de los ingresos calculados y su energía correspondiente.

En la tabla y gráficos siguientes se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, así como el cuociente respecto de la tarifa más barata (AT4.3).

Tabla 39: Precio Medio Por Tarifa ($/kWh)

Tarifa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	121,89	130,58	118,89	111,84	94,89	89,21	93,64
AT2PPP	128,06	136,11	122,38	118,30	102,49	95,85	99,75
AT3PP	99,66	103,52	90,79	84,47	69,80	67,43	74,55
AT3PPP	103,82	108,68	94,58	89,99	74,69	72,38	77,43
AT4.1	101,98	107,55	95,61	92,36	79,10	75,91	82,51
AT4.2	97,87	102,84	90,13	87,64	74,75	72,64	78,28
AT4.3	90,76	93,51	81,44	77,25	63,76	62,12	68,19
BT1a	131,29	134,44	119,83	113,56	97,52	92,97	100,14
BT1b	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
BT2PP	137,50	136,71	130,17	124,64	103,86	101,47	112,21
BT2PPP	126,58	138,78	110,89	108,00	90,97	97,96	109,02
BT3PP	125,52	130,13	118,28	110,35	92,95	91,78	100,05
BT3PPP	134,23	139,96	129,70	121,41	104,50	99,65	107,31
BT4.1	128,12	129,86	117,78	116,80	102,91	100,85	98,07
BT4.2	139,88	142,68	142,24	144,22	135,36	121,36	125,22
BT4.3	114,81	118,07	106,30	101,30	84,37	82,78	89,78
Total	114,62	117,81	104,32	98,30	82,67	79,73	86,38

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 20: Precio Medio Tarifas AT ($/kWh)

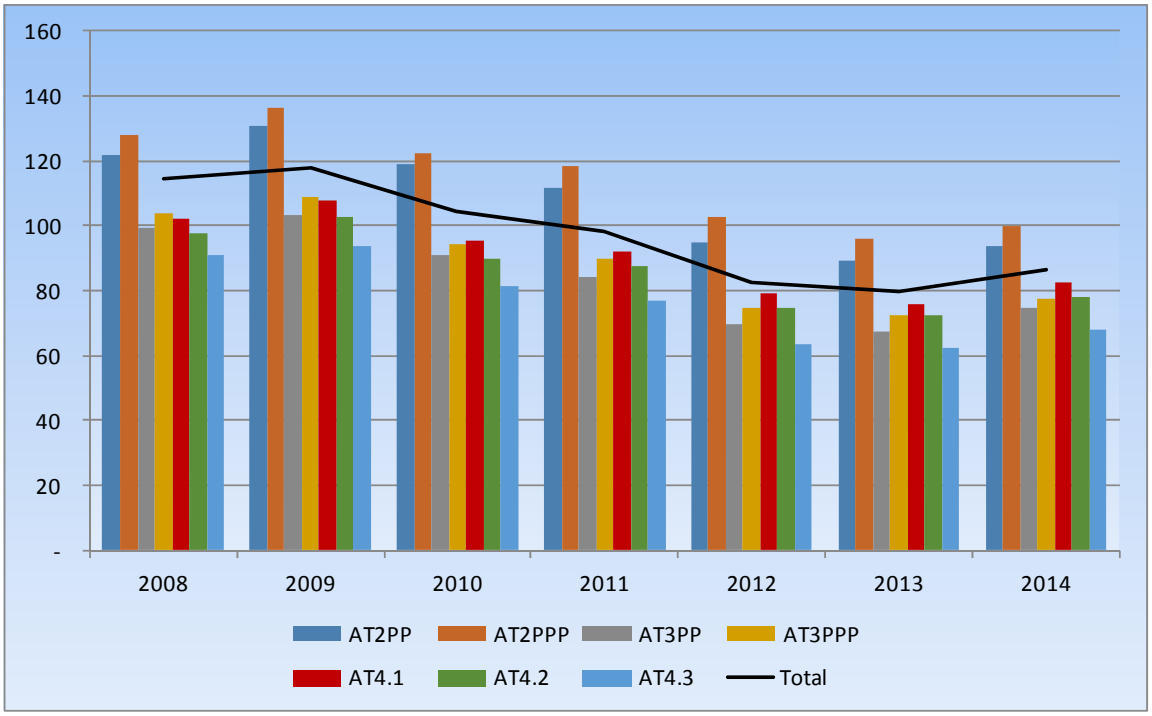
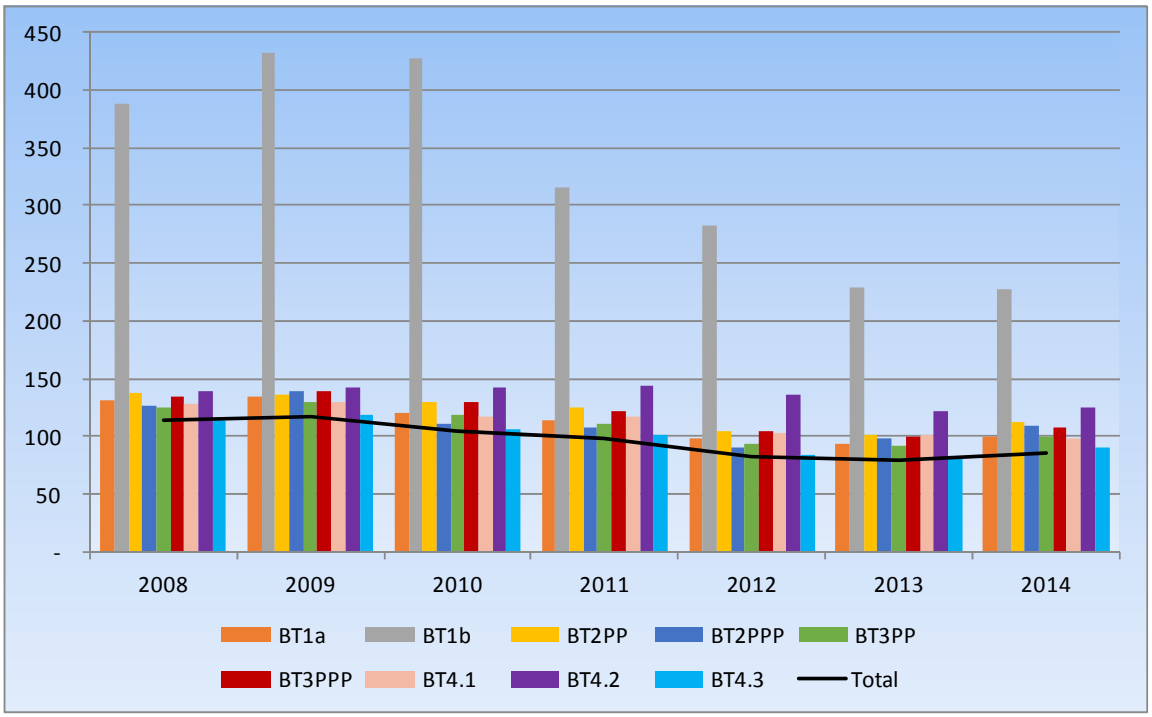
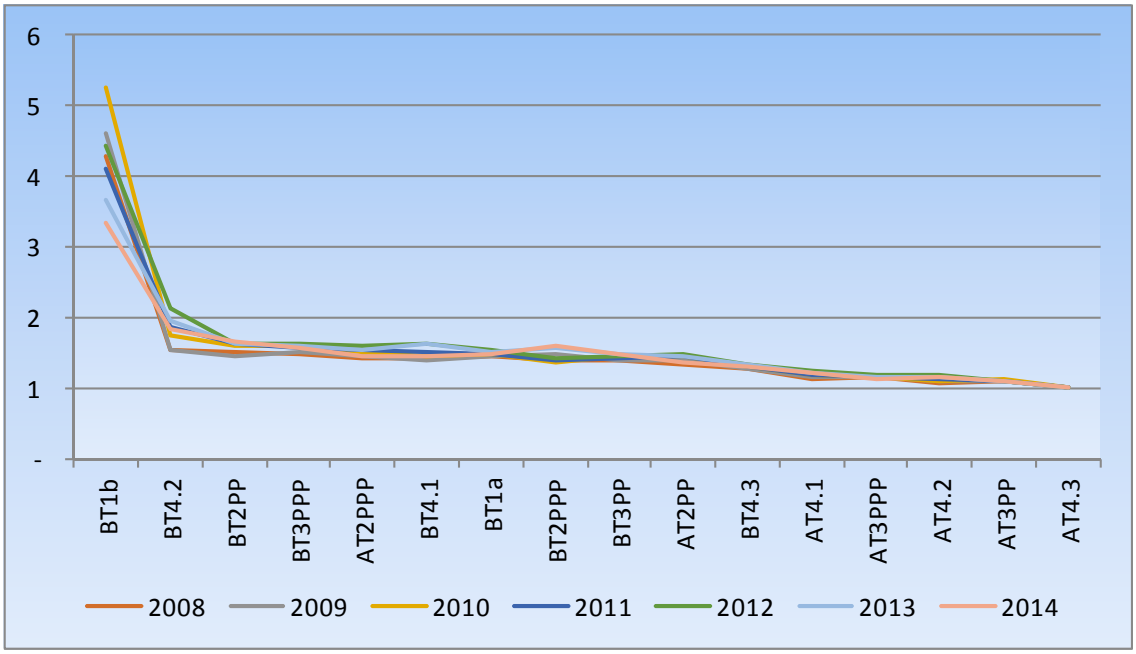


Gráfico 21: Precio Medio Tarifas BT ($/kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 22: Relación Precio Medio Tarifa / Precio Medio AT4.3



A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- En total, los precios medios son decrecientes en el tiempo, a excepción del incremento registrado el año 2014, producto de las variaciones en el precio de nudo promedio.

- La tarifa de mayor precio medio es la BT1b, correspondiendo en promedio para el período 2008 - 2014, al triple de la BT1a y 4,3 veces la AT4.3. Esto se debe a que BT1b es una tarifa estacional, con cargos asociados al pago de las instalaciones de distribución y subtransmisión que no son utilizadas todos los meses del año.

- Por nivel de tensión, las opciones 4.3 resultaron ser las de menor precio medio. AT2PPP resultó superior a las opciones BT: BT4.1, BT1a, BT2PPP y BT3PP.

- Las opciones PP registran precios medios menores a las PPP, a excepción del caso de la tarifa BT2. Esto se debe a que para un mismo nivel de energía, las tarifas PPP presentan una mayor potencia que las PP, lo que equivale a un factor de carga menor, originando un precio medio mayor.

En la tabla siguiente se resumen los resultados de los escenarios analizados.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 40: Precio Promedio ($/kWh) ($ dic 2014)

Clasificación	Precio Promedio 2008-2014 ($/kWh)
Urbano / Rural	R : AT 82 $/kWh, BT 134 $/kWh , Total 104 $/kWh U : AT 77 $/kWh, BT 108 $/kWh , Total 96 $/kWh
ATD (1T/2012)	ATD1: AT 70 $/kWh, BT 99 $/kWh , Total 89 $/kWh ATD2: AT 80 $/kWh, BT 113 $/kWh , Total 98 $/kWh ATD3: AT 84 $/kWh, BT 122 $/kWh , Total 104 $/kWh ATD4: AT 80 $/kWh, BT 131 $/kWh , Total 103 $/kWh ATD5: AT 89 $/kWh, BT 154 $/kWh , Total 121 $/kWh ATD6: AT 94 $/kWh, BT 156 $/kWh , Total 130 $/kWh
Tamaño Empresa	G: AT 74 $/kWh, BT 103 $/kWh , Total 92 $/kWh M: AT 83 $/kWh, BT 128 $/kWh , Total 106 $/kWh P: AT 84 $/kWh, BT 115 $/kWh , Total 106 $/kWh
Zona Geográfica	Aysén: AT 98 $/kWh, BT 157 $/kWh , Total 131 $/kWh Centro: AT 77 $/kWh, BT 107 $/kWh , Total 95 $/kWh Magallanes: AT 64 $/kWh, BT 103 $/kWh , Total 87 $/kWh Norte: AT 85 $/kWh, BT 125 $/kWh , Total 104 $/kWh SING: AT 81 $/kWh, BT 113 $/kWh , Total 102 $/kWh Sur: AT 83 $/kWh, BT 140 $/kWh , Total 110 $/kWh

A grandes rasgos, se puede mencionar que:

- En AT, los precios promedio:
  - ***Urbano/Rural***: Los urbanos equivalen al 95% de los rurales, a excepción de las tarifas AT3PP (92%) y AT3PPP (87%).
  - ***ATD***: se incrementan según el número de ATD. En todos los casos los valores mayores se registran en la tarifa AT2. De las opciones horarias, AT4.2 es la más cara, a excepción de la ATD1, que corresponde a AT4.1. La opción AT4.3 es la de menor valor promedio.
  - ***Tamaño Empresa***: son menores en las empresas grandes. En todos los casos los valores mayores se registran en la opción AT2 y los menores en la tarifa AT4.3.
  - ***Zona Geográfica***: los mayores se presentan en Aysén, en todas las opciones tarifarias.

- En BT, los precios promedio:
  - ***Urbano/Rural***: Los urbanos equivalen al 80% de los rurales, a excepción de las tarifas BT2PP (89%) y BT4.1 (88%).
  - ***ATD***: registran comportamiento variable según la ATD, con diferencias de hasta un 80% en BT2PPP entre las ATD1 y ATD6. BT4.1 registra el menor precio medio, a excepción de las ATD1 y

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

ATD3. BT4.2 es la de mayor precio medio en las ATD2, ATD4, ATD5 y ATD6.

- o ***Tamaño Empresa***: Son menores en las empresas grandes en la opción BT4.3, mientras que en las empresas medianas y pequeñas resulta ser la tarifa BT4.1. Por el contrario, en las empresas grandes y pequeñas la opción de mayor costo es la BT4.2.
- o ***Zona Geográfica***: Los mayores precios medios se presentan en Aysén, a excepción de la tarifa BT4.1. Por el contrario, los menores precios medios se registran en Magallanes, salvo en la tarifa BT2PPP.
- o A nivel transversal entre los escenarios, los precios medios mayores se registran en las tarifas BT2PPP (Aysén-Magallanes-Norte-SING) y BT4.2 (Centro y Sur). Por el contrario, los menores precios medios se registran en las opciones BT4.1 (Aysén-Norte-Sur), BT4.3 (Centro-Magallanes) y BT1a (SING).

e. Conclusiones

Del análisis realizado anteriormente se desprende que:

- La tarifa BT1a registra el 97% de los cargos fijos y el 41% de la energía vendida. Sus tasas de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 son positivas, tanto para la cantidad de cargos fijos (2,6%) como para las ventas medias (2,3%). Por otro lado, su precio medio resulta menor que otras opciones tarifarias con pago de potencia y que reciben la señal de precio del costo que refleja su consumo para el sistema en un determinado momento, por lo que se requiere incluir dicha señal en las opciones tarifarias propuestas para estos clientes, de modo de dar las señales correctas y reducir los subsidios entre clientes acogidos a las distintas tarifas.

- La tarifa BT1b presenta el 0,41% de los cargos fijos y el 0,04% de la energía vendida. Sus tasas de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 son negativas, tanto para la cantidad de cargos fijos (-0,6%) como para las ventas medias (-1,32%). Por otro lado, su precio medio resulta muy superior a las demás opciones tarifarias, por corresponder a clientes estacionales con una venta media del 21% de la opción BT1a, que deben pagar los costos de transmisión asociados a una demanda fuera del período de control de horas de punta y los de distribución por un consumo que se registra sólo algunos meses del año. En la estructura tarifaria propuesta se sugiere eliminar esta tarifa, puesto que los cambios regulatorios implementados (Ley de Transmisión y Equidad Tarifaria Residencial) hacen innecesaria la señal de precio que dio origen a esta tarifa, que buscaba reflejar las inversiones en la red de distribución y subtransmisión requeridas para abastecer a los clientes con una demanda máxima en período fuera de horas de punta (verano).

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Las tarifas con potencia contratada (BT2PP, BT2PPP, AT2PP, AT2PPP) registran el 1,07% de los cargos fijos y el 4,4% de la energía vendida. Su tasa de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 para la cantidad de cargos fijos (2,4%) es positiva, mientras que la correspondiente a las ventas medias (-3,89%) es negativa, lo que refleja una disminución del consumo promedio por cliente, que puede deberse a la migración de los clientes con mayor consumo a opciones tarifarias con lectura de demanda o diferenciación en horas de punta de fuera de horas de punta. Adicionalmente, AT2 es la opción AT con mayor precio medio. De lo anterior, se deduce que esta opción tarifaria resulta atractiva para los clientes de menor tamaño, por lo que en la estructura tarifaria propuesta considera mantener esta tarifa, de modo de permitirle a los clientes migrar hacia opciones más convenientes a medida que dispongan de los equipos de medida adecuados.

- Las tarifas con demanda leída (BT3PP, BT3PPP, AT3PP, AT3PPP) presentan el 0,9% de los cargos fijos y el 11,8% de la energía vendida. Su tasa de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 para la cantidad de cargos fijos (2,6%) es positiva, mientras que la correspondiente a las ventas medias (-2,37%) es negativa, lo que refleja una disminución del consumo promedio por cliente, que puede deberse a la migración de los clientes con mayor consumo a tarifas con diferenciación en horas de punta de fuera de horas de punta. En AT, AT3PP ocupa el segundo lugar en consumo promedio por cliente tras AT4.3. La estructura tarifaria propuesta considera mantener esta tarifa.

- Respecto de las tarifas con discriminación de cobro de potencia en horas de punta y fuera de punta:

    - Ambas contratadas (BT4.1, AT4.1), registran el 0,06% de los cargos fijos y el 0,3% de la energía vendida. Su tasa de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 para la cantidad de cargos fijos (-2,4%) y ventas medias (-3,98%) es negativa, lo que refleja una disminución del consumo promedio por cliente, que puede deberse a la migración de los clientes con mayor consumo a tarifas con lectura de demanda en horas de punta y fuera de horas de punta, producto de la reducción de los precios de los equipos de medida y de la mayor oferta de profesionales que asesoran a estos clientes. En base a lo anterior, en la estructura tarifaria propuesta se considera la eliminación de esta tarifa para nuevos clientes.

    - PFHP contratada y PHP leída (BT4.2, AT4.2), presentan el 0,02% de los cargos fijos y el 0,3% de la energía vendida. Sus tasas de

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 son negativas, tanto para la cantidad de cargos fijos (-3,2%) como para las ventas medias (-2,93%), lo que puede deberse a la migración de los clientes con mayor consumo a tarifas con lectura de demanda en horas de punta y fuera de horas de punta. En BT, a nivel global BT4.2 registra el mayor precio promedio. Según lo señalado, esta opción tarifaria resulta poco atractiva para los clientes que, al ser de mayor tamaño que los de las opciones 4.1, optan por disponer por equipos de medición que registren tanto la potencia en horas de punta como fuera de ella, por lo que en la estructura tarifaria propuesta se considera la eliminación de esta tarifa para nuevos clientes.

- Ambas leídas (BT4.3, AT4.3), registran el 0,73% de los cargos fijos y el 41,7% de la energía vendida. Sus tasas de crecimiento promedio en el período 2009 – 2014 son positivas, tanto para la cantidad de cargos fijos (7%) como para las ventas medias (0,68%). Por nivel de tensión, registraron los mayores consumos promedio por cliente, lo que corrobora que los clientes de mayor tamaño prefieren estas tarifas. Dado que en estas opciones tarifarias se miden ambas potencias, se transmite de mejor forma, bajo la estructura tarifaria vigente, al cliente la señal de costo del sistema correspondiente a su consumo, por el monto efectivamente demandado. En AT, AT4.3 entregó en todos los casos el menor precio medio, mientras que en BT, BT4.3 registró un precio menor principalmente en las empresas grandes y a nivel global, siendo sustituida por BT4.1 en las empresas de menor tamaño y ATD con menor densidad de consumo.

4.2. Distribución Ventas Medias

El objetivo del análisis es caracterizar la distribución de los consumos medios al interior de cada tarifa, de modo de visualizar el efecto de la estructura tarifaria a proponer al interior de cada opción tarifaria.

Para realizar el análisis se ha utilizado la informacion proporcionada por las empresas Concesionarias, en respuesta a la carta de la CNE Nº 431 donde *Solicita información que indica para "Estudio Análisis y propuesta de la Estructura Tarifaria y Tarifas Flexibles".* La informacion solicitada corresponde a la facturación de suministro eléctrico del año 2015, debiendo esta mantener la coherencia entre los procesos de entrega de informacion "Facturacion Dx", "Clientes Dx" e "Ingresos de Explotación".

En la siguiente tabla se muestra un resumen de la informacion recibida y que fue utilizada en el análisis.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 41: Diagnóstico Información Recibida

Empresa	Cantidad Puntos de Consumo	Calidad de la Información	Acción
CEC	10,828		
CGED	1,855,671	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
CHILECTRA	2,610,084		
CHILQUINTA	607,215		
CODINER	12,862		
COELCHA	12,569		
CONAFE	407,575	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
COOPELAN	36,757		
COOPREL	11,854		
COPELEC	46,834	Se detectan inconsistencias en datos	No se considera para analisis posteriores
CRELL	50,822		
EDECSA	5,537		
EDELAYSEN	42,646		
EDELMAG	71,326	Se detectan inconsistencias en datos	No se considera para analisis posteriores
EEC	25,880	Se detectan inconsistencias en datos	No se considera para analisis posteriores
EEPA	34,383		
ELECDA	333,434	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
ELIQSA	185,430	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
EMELARI	136,135	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
EMELAT	194,447	Información incompleta.	No se considera para analisis posteriores
EMELCA	5,734		
FRONTEL	331,294		
LITORAL	76,172		
LUZANDES	4,066		
LUZLINARES	30,791		
LUZOSORNO	21,124		
LUZPARRAL	21,572		
SAESA	738,386		
SOCOEPA	7,022		
TIL TIL	2,897	Error en los datos del campo [CANTIDAD]	No se considera para analisis posteriores

A partir de la información anterior se ha realizado el análisis estadístico de los consumos de energía mensual. El resultado por opción tarifaria se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 42: Análisis estadístico Consumos de Energía Mensual

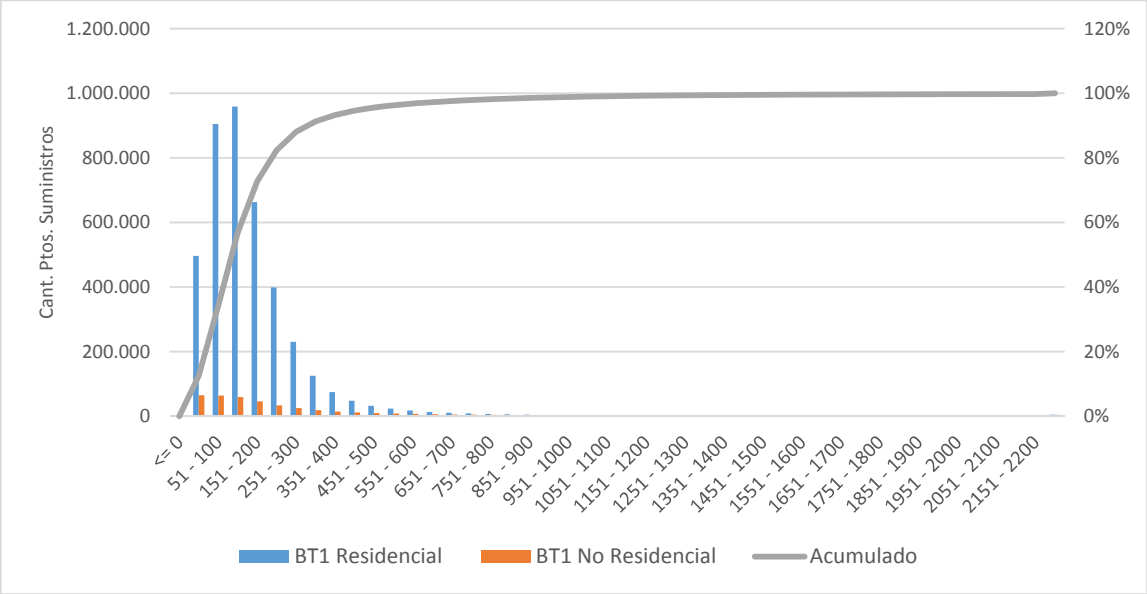
Opcion Tarifaria	Cantidad Puntos Suministros	Estadisticos consumos de energía mensual				
		Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación estándar
BT1A	4.479.421	210	134	1.044.554	0	2.167
BT1B	32.030	56	34	5.984	0	101

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Opcion Tarifaria	Cantidad Puntos Suministros	Estadisticos consumos de energía mensual				
		Promedio	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación estándar
BT2	37.990	1.365	661	1.148.693	0	11.430
BT3	43.114	3.837	2.193	910.219	0	7.193
BT4.1	2.767	1.122	494	114.416	0	3.111
BT4.2	233	4.903	2.925	47.132	1	5.826
BT4.3	24.051	6.261	2.801	888.700	0	16.030
AT2	10.532	1.123	392	798.494	0	8.681
AT3	5.565	16.314	5.710	2.356.606	1	52.703
AT4.1	802	7.883	1.670	1.068.271	4	48.885
AT4.2	147	27.398	4.874	892.103	2	90.775
AT4.3	14.978	113.995	11.081	13.174.258	1	595.485

De acuerdo a los resultados, el consumo mensual promedio de clientes BT1A es de 210 kWh. El histograma de los consumos BT1A se muestra en la figura siguiente.

Gráfico 23: Histograma Consumos Clientes BT1a



De la figura se observa que el 73% de los consumos son menores a 200 kWh, mientras que el 90% son menores a 350 kWh. Por su parte el 98% de los montos facturados son menores a 700 kWh.

Para los otros clientes BT y clientes AT el histograma del consumo se muestra en las figuras siguientes.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 24: Histograma Consumos Clientes BT

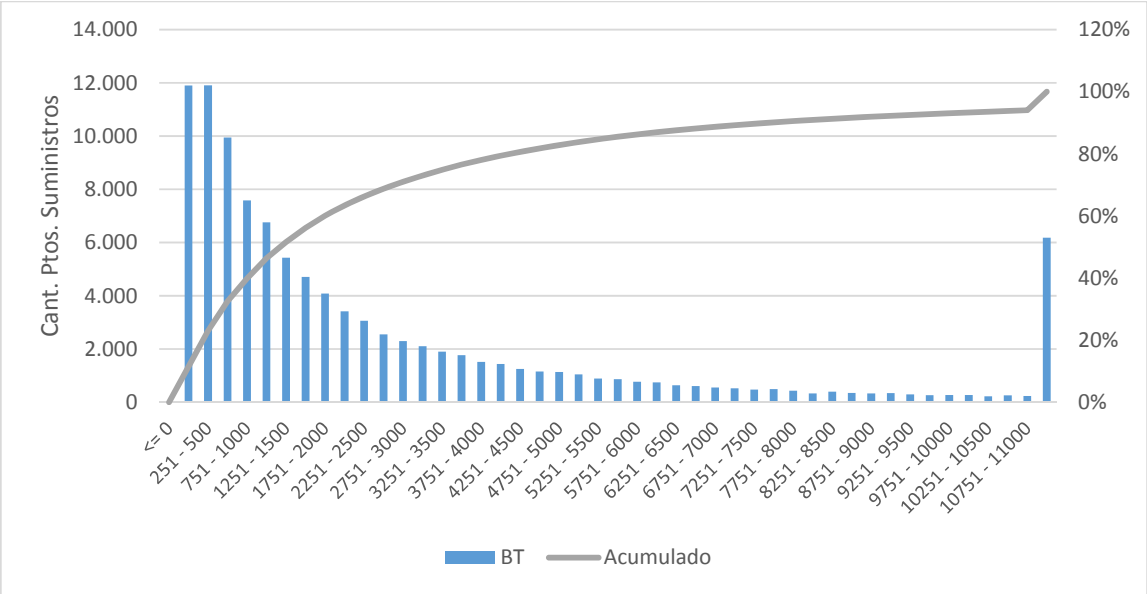
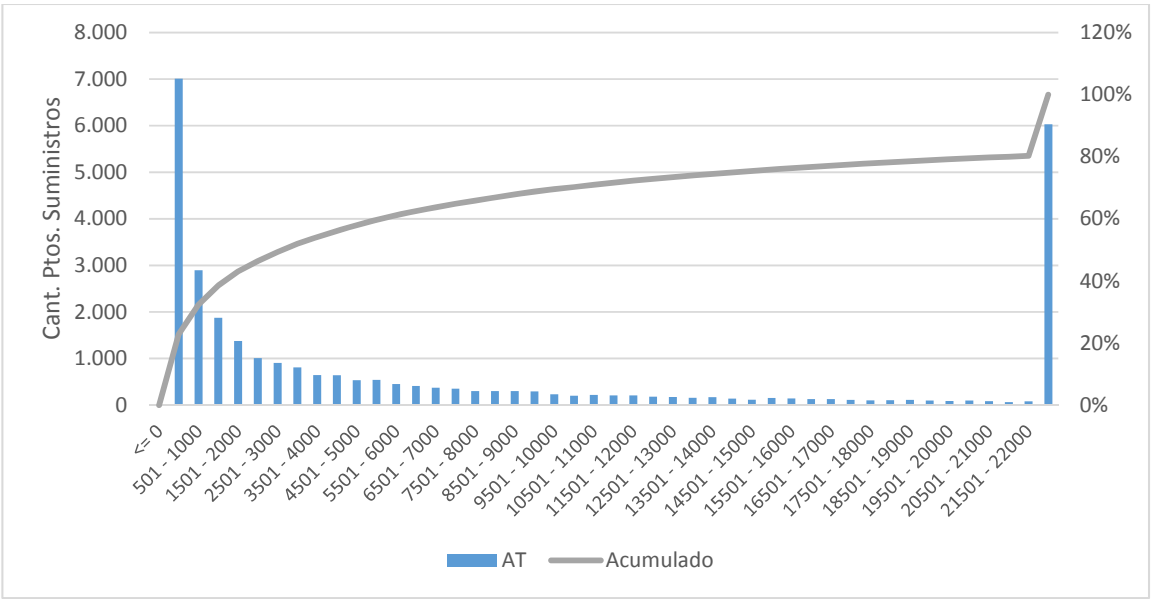


Gráfico 25: Histograma Consumos Clientes AT

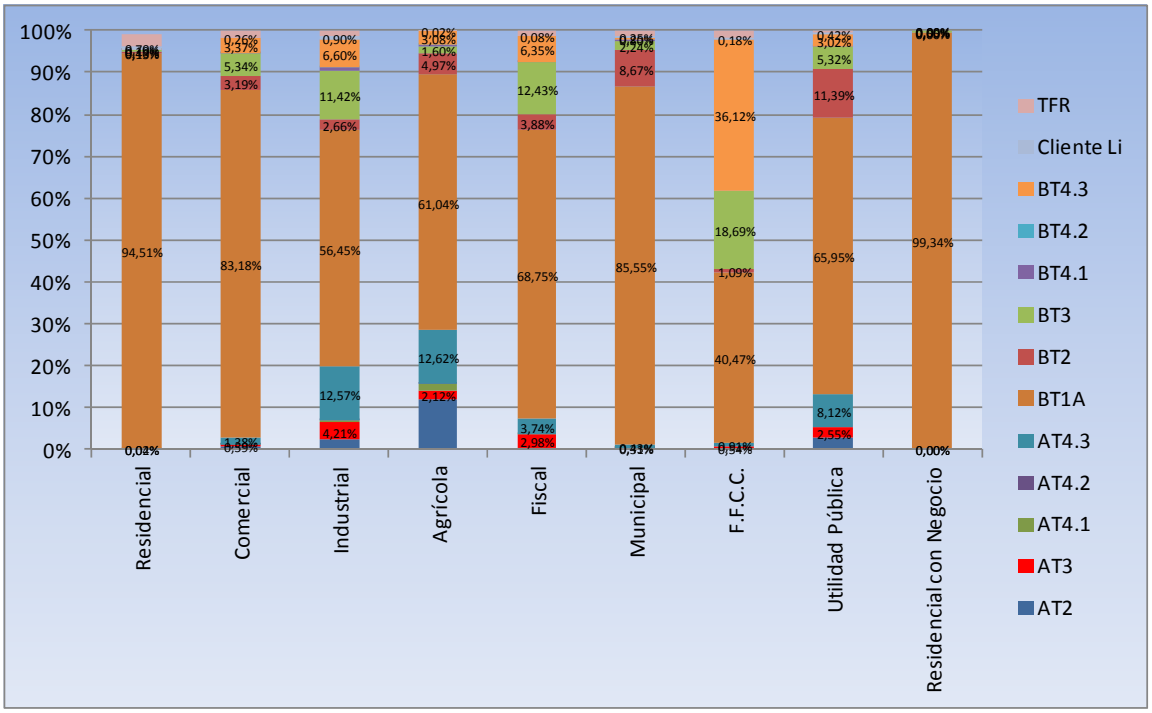


De las figuras anteriores se ve la mayor dispersión en los consumos de los clientes AT y BT sin BT1. En el caso de los clientes BT, el 80% consume menos de 4.500 kWh, y para los clientes AT el 80% consume menos de 20.500 kWh.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Por otro lado, a partir de esta misma información, se determinó para cada tipo de consumo individualizado por SEC en el proceso de Clientes Dx, la participación en energía y número de clientes por opción Tarifaria. A continuación, se incluyen los gráficos que ilustran para un rubro determinado la participación en cada opción tarifaria y por opción tarifaria la participación de cada rubro.

Gráfico 26: Distribución Clientes Por Tarifa



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 27: Distribución Energía Vendida Por Tarifa

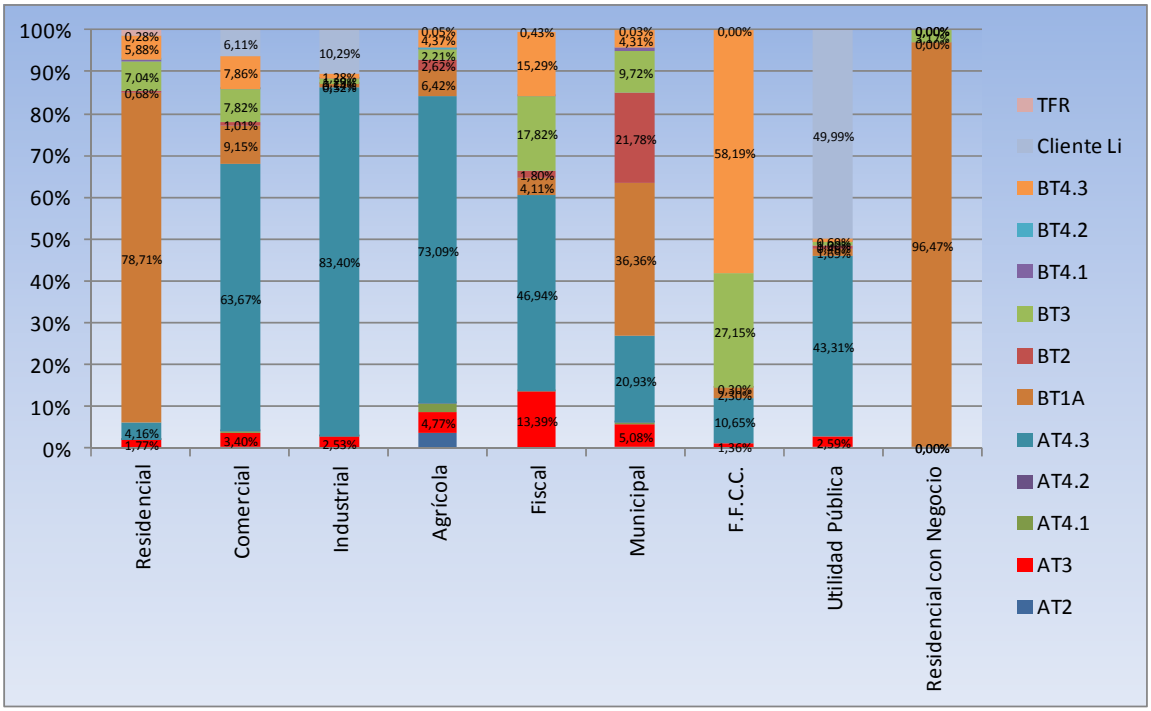
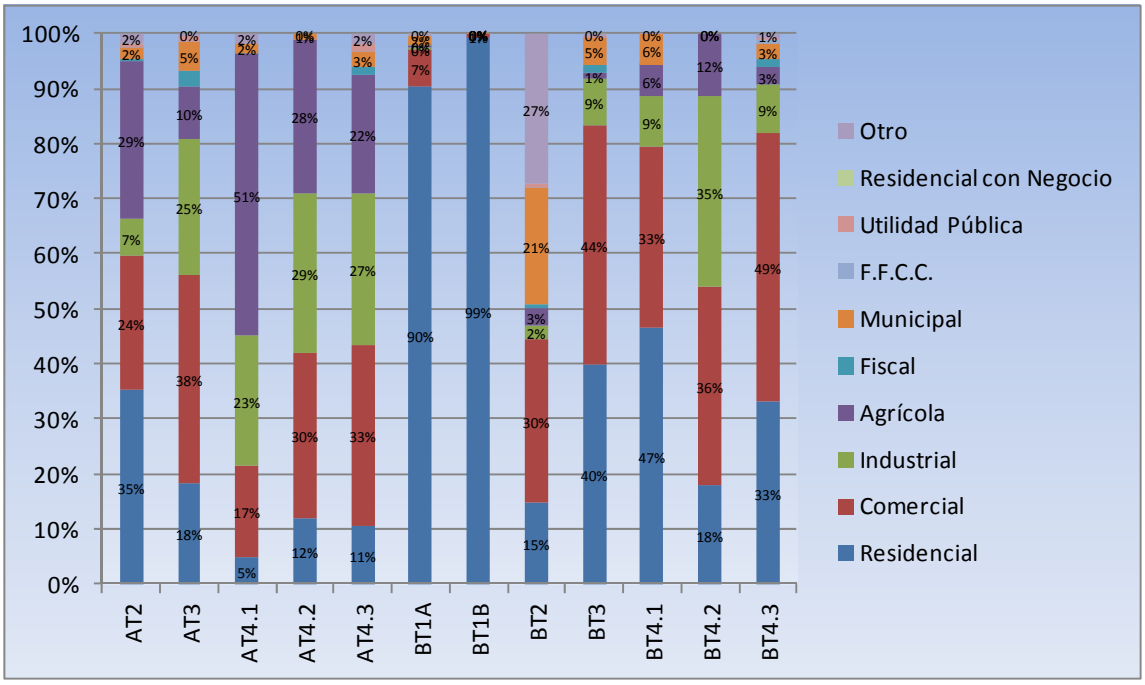
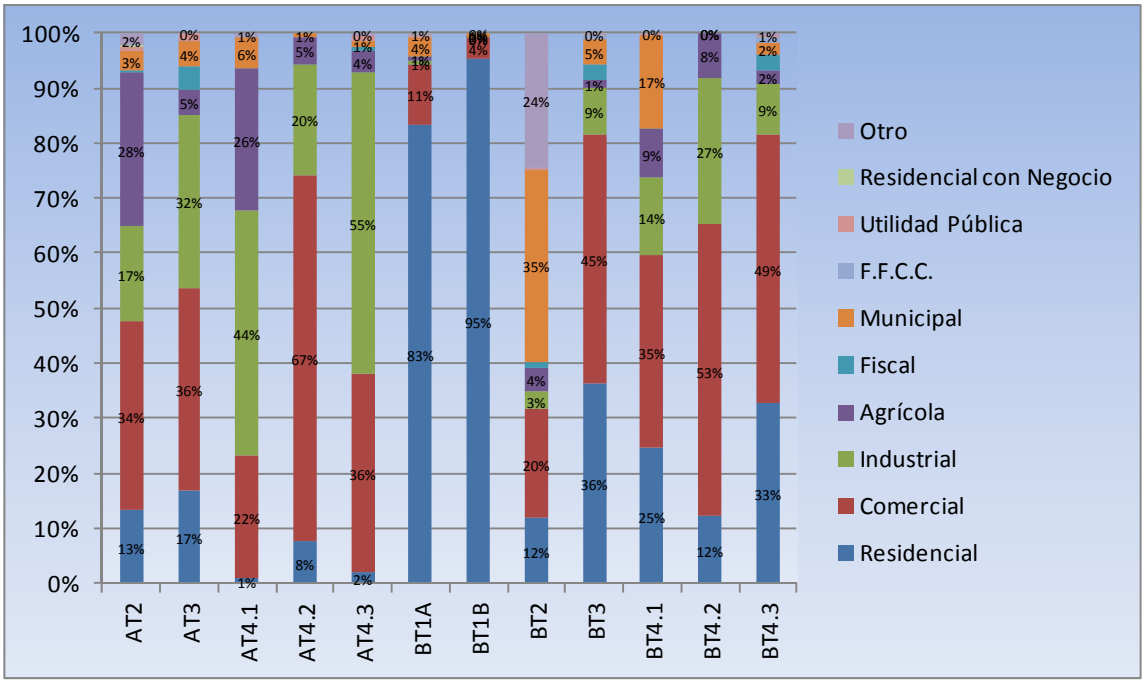


Gráfico 28: Participación Cantidad de Clientes por Opción Tarifaria



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 29: Participación Consumo de Energía por Opción Tarifaria



Al respecto, cabe mencionar que:

- Respecto de la cantidad de clientes, en todos los tipos de consumo, la mayor cantidad de clientes se encuentra asociado a la tarifa BT1a, seguido por industriales y agrícolas pertenecientes a la opción AT4.3.

- En el caso de la energía, el 78,71% del consumo de los clientes residenciales se encuentra en la tarifa BT1a. Comerciales, agrícolas, industriales y fiscales registran un mayor consumo AT4.3.

- Todas las tarifas cuentan con clientes residenciales, con una participación en la cantidad de clientes que oscila entre un 5% para AT4.1 y 95% para TFR. BT1a registra un 90% de clientes residenciales. Para la energía, la participación residencial oscila entre un 1% para AT4.1 y 95% para TFR, en BT1a alcanza el 83%.

- Las opciones AT cuentan en promedio con un 28% de clientes comerciales, 22% industrial y 28% agrícola. En energía, el promedio es 39% comercial, 34% industrial y 13% agrícola.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

4.3. Análisis Consumos Horarios Clientes Regulados

El objetivo del análisis es caracterizar la distribución horaria de los consumos, de modo de visualizar el efecto de traspasar al cliente final las señales de precio del costo asociado a su suministro. Para ello, se realizaron los siguientes análisis:

- Caracterización de los consumos regulados a nivel de consumo total por empresa distribuidora, en base a los antecedentes incluidos en el Informe de Licitaciones 2016, elaborado por la Comisión Nacional de Energía.

- Revisión del comportamiento horario de una muestra de clientes BT1 y AT4.3, a partir de perfiles de consumo proporcionados por las empresas distribuidoras.

A continuación, se detalla el análisis realizado en cada uno de los casos.

a. Análisis Consumos Regulados Totales por Empresa Distribuidora

La revisión consideró la caracterización de los consumos regulados de las empresas distribuidoras según su participación en cada uno de los siguientes bloques horarios:

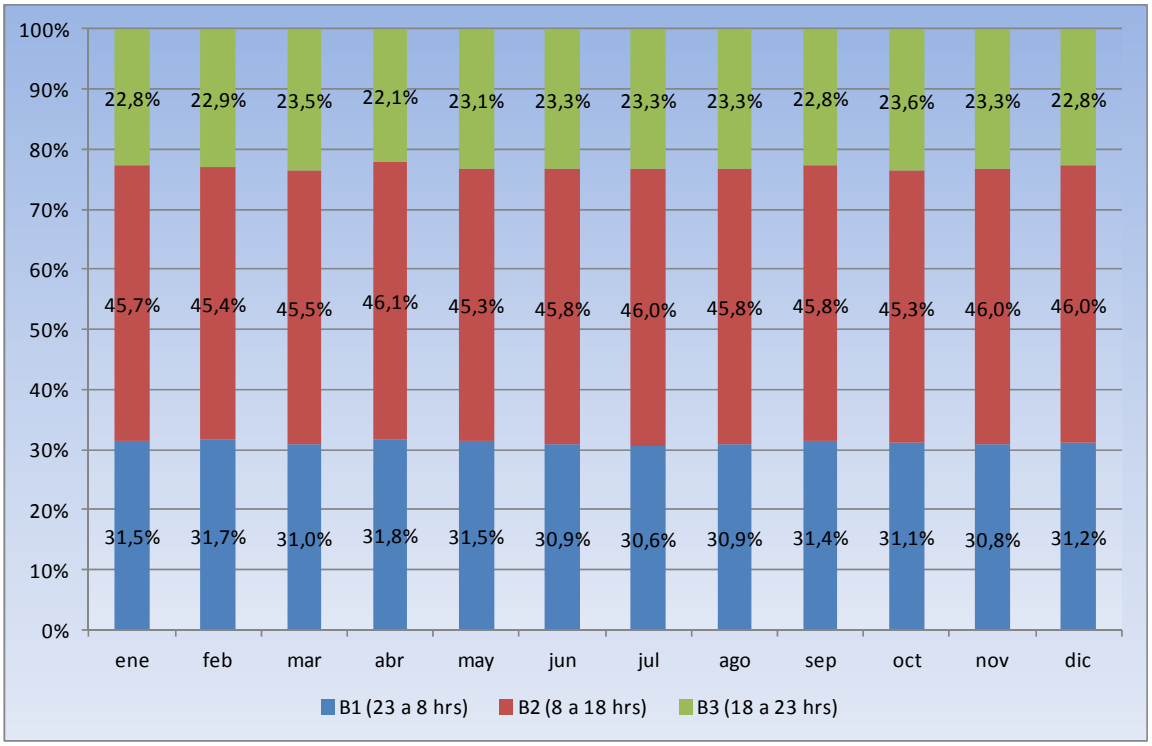
- B1 (23 a 7:59 hrs)
- B2 (8 a 17:59 hrs)
- B3 (18 a 22:59 hrs)

Para ello, se consideró como información base, la distribución de consumo mensual y horaria incluída en el Anexo N°2 del Informe de Licitaciones 2016, para cada una de las empresas concesionarias de distribución. Corresponden a los consumos de los clientes regulados del año 2014 registrados por los CDEC. En el caso de los Sistemas Medianos, se utilizó como fuente los registros horarios por punto de ingreso a distribución informados para el año 2015 por las empresas operadoras, según lo señalado en el Artículo 27 del Decreto 229 de 2005. Cabe mencionar que, en el caso de Edelmag, están incluidos los consumos de los clientes no sometidos a regulación de precios (3,8% de la energía vendida total de Edelmag)

En el gráfico siguiente se incluye la comparación de la distribución mensual de la energía correspondiente a cada bloque para los clientes regulados de todas las empresas distribuidoras, no registrándose diferencias significativas en los distintos meses del año, que reflejen estacionalidad en el patrón de consumo.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 30: Distribución Mensual Energía Clientes Regulados Todas Las Distribuidoras



No obstante lo anterior, en los gráficos siguientes se muestra la variación mensual respecto del promedio anual en cada uno de los bloques, para las empresas con una variación porcentual superior al 5%.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 31: Variación Respecto de Promedio Anual B1 (23 a 8 hrs)

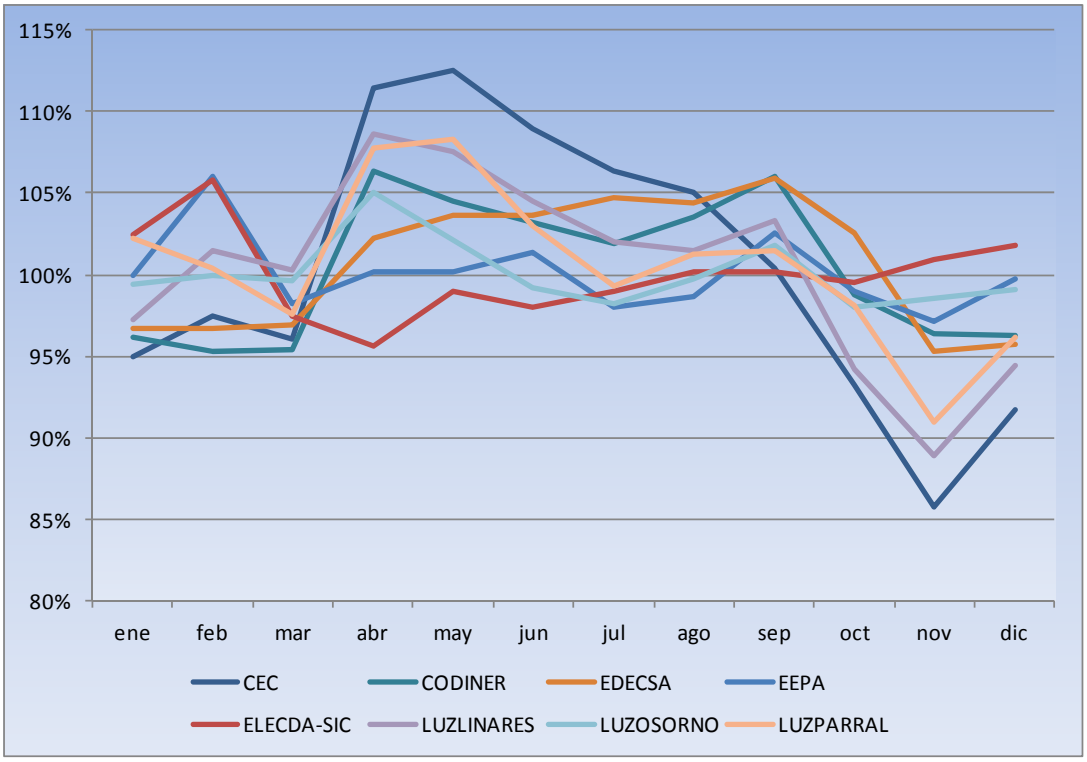
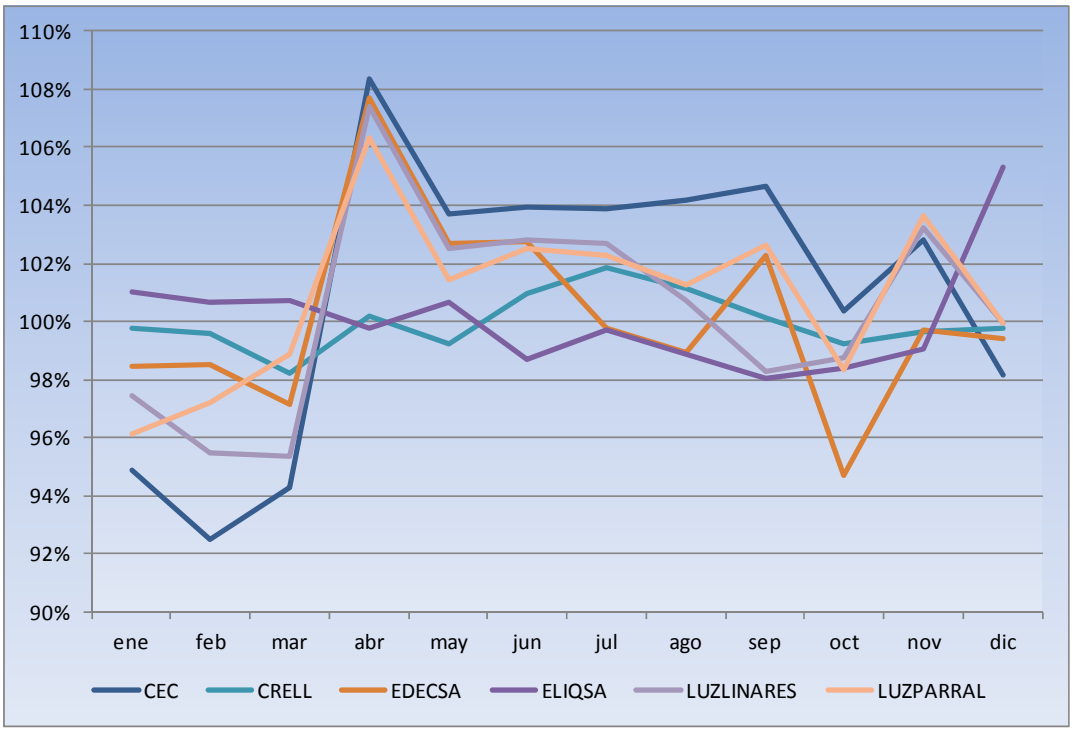
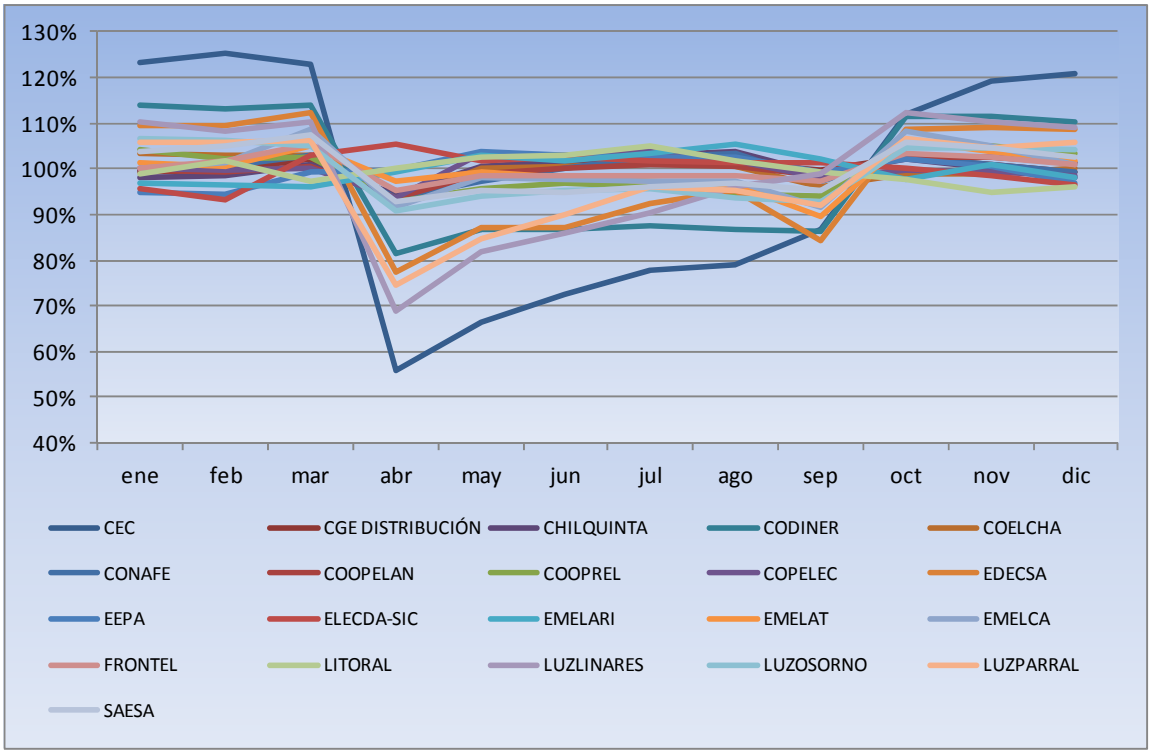


Gráfico 32: Variación Respecto de Promedio Anual B2 (8 a 18 hrs)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 33: Variación Respecto de Promedio Anual B3 (18 a 23 hrs)



En particular, se puede observar lo siguiente:

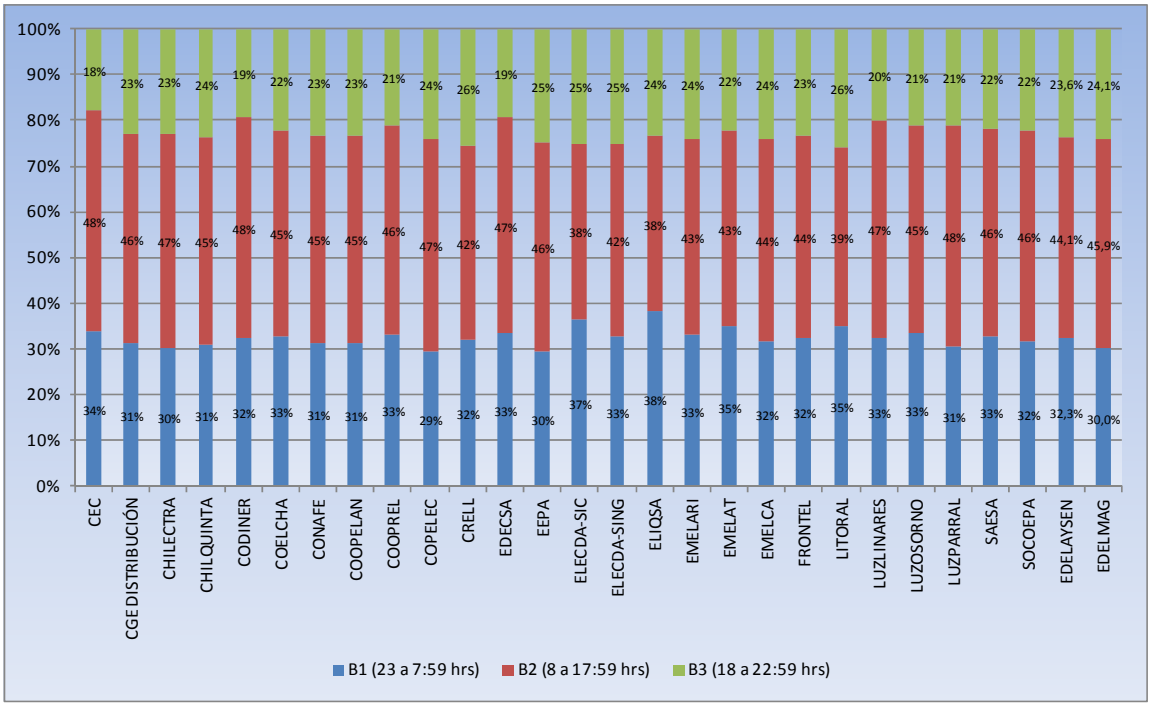
- Las mayores variaciones mensuales se registran en el Bloque 3, con reducciones en el período de control de las horas de punta del sistema, que son traspasadas como incrementos a los Bloques 1 y 2.

- CEC registra las mayores variaciones de asignación entre bloques a nivel mensual, seguida por LUZ LINARES y LUZ PARRAL. Por el contrario, las diferencias no son significativas en las empresas de mayor tamaño.

En el gráfico siguiente se muestra la participación promedio anual por bloque para cada una de las empresas, observándose en general dispersiones reducidas de los datos respecto del promedio.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 34: Participación Energía Promedio Anual Por Bloque



En particular se observa que:

- En el Bloque 1, la participación oscila entre un 38,3% (ELIQSA) y un 29,5% (COPELEC), con un promedio de 32,5% y un coeficiente de variabilidad[19] de 0,06.
- En el Bloque 2, la participación oscila entre un 48,3% (CODINER) y un 38,2% (ELIQSA), con un promedio de 44,7% y un coeficiente de variabilidad de 0,06.
- En el Bloque 3, la participación oscila entre un 25,9% (LITORAL) y un 17,9% (CEC), con un promedio de 22,8% y un coeficiente de variabilidad de 0,09.
- Las empresas presentes en los Sistemas Medianos no registran diferencias significativas en la distribución horaria de sus consumos, respecto de las demás empresas distribuidoras.

b. Revisión Comportamiento Horario Clientes Regulados

El objetivo del análisis es analizar el comportamiento diario de consumo de los clientes y la relación entre el consumo y la señal de precio que entrega la opción tarifaria. Para ello, la Contraparte Técnica ha solicitado a empresas distribuidoras la

[19] Desviación estándar/promedio

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

información que dispongan de curvas de carga de sus clientes regulados con diferentes opciones tarifarias. La información recibida se resume en tabla siguiente.

Tabla 43: Información recibida de curvas de cargas

Empresa	Cantidad de Clientes			Días Promedio de Mediciones		
	BT1	Otros BT	AT	BT2	Otros BT	AT
CHILECTRA	38	0	87	365	0	346
CHILQUINTA	138	0	149	365	0	149
FRONTEL	0	54	240	0	313	342
SAESA	124	254	937	299	172	177
Total	300	308	1.413			

A partir de los datos recibidos, se construyeron curvas de consumo diario con una escala de tiempo de 1 hora como el gráfico siguiente incluido a modo de ejemplo, donde se muestra el consumo de un cliente BT1 y de un cliente AT4.3 en un día de invierno y verano.

Gráfico 35: Curva de carga horaria para cliente BT1 en día laboral

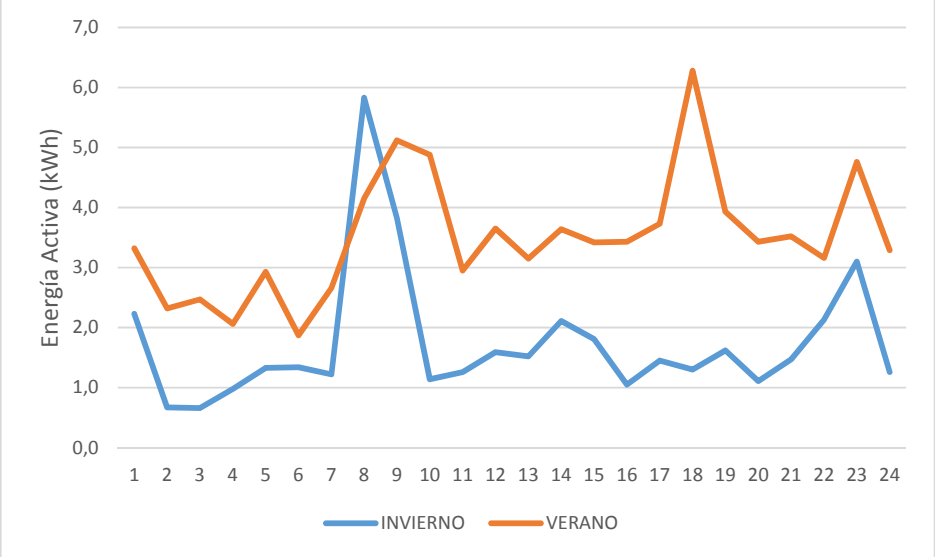
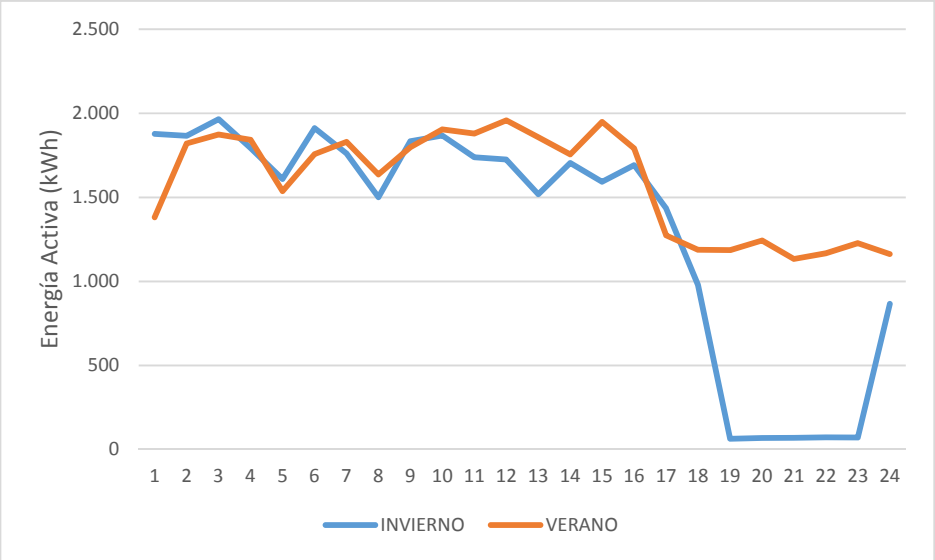


Gráfico 36: Curva de carga horaria para cliente AT4-3 en día laboral

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl



En los gráficos anteriores se observan las diferencias en la forma del consumo del cliente BT1 y AT4-3. En el caso de la opción BT1, se observa un peak en el consumo de la mañana y la noche, ya que a estos clientes no se les da la señal de precio para cortar punta del sistema. Diferente es el caso de la tarifa AT4.3, ya que esta opción tarifaria sí entrega señal de precio para reducir su consumo en hora de punta. En efecto, en la figura se muestra que esta tarifa tiene un consumo parejo en las horas fuera de punta y una drástica reducción de su consumo, especialmente en invierno, en el periodo de horas de punta del sistema.

En el marco de este estudio interesa reconocer las diferentes formas de los consumos y comprender sus diferencias. De esta forma se podrá recoger si las señales de precio que entregan las diferentes opciones tarifarias se encuentran bien recogidas por los clientes regulados y evidenciar diferencias en la forma del consumo horario según el tipo de consumo, su rango o ubicación. Con este objetivo, el análisis de las curvas de carga de clientes regulados se realiza mediante una caracterización del perfil del consumo, aprovechando la definición de bloques empleada por la CNE en las últimas licitaciones de suministro regulado.

Para realizar la caracterización se han agrupado las mediciones registradas para cada cliente en forma diaria y horaria para así tener la energía consumida tanto en el día en cuestión como en los siguientes bloques horarios[20]:

- **Bloque 23:00 - 07:59**: Correspondiente al bloque nocturno, periodo que abarca entre las 23:00 hrs y las 07:59 hrs.

[20] Estos bloques fueron definido a partir de las bases de licitación de suministro a distribuidoras 2015/01 y 2015/02.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Bloque 08:00 - 17:59**: Correspondiente al bloque diurno de horas, periodo que abarca entre las 08:00 hrs y las 17:59 hrs.

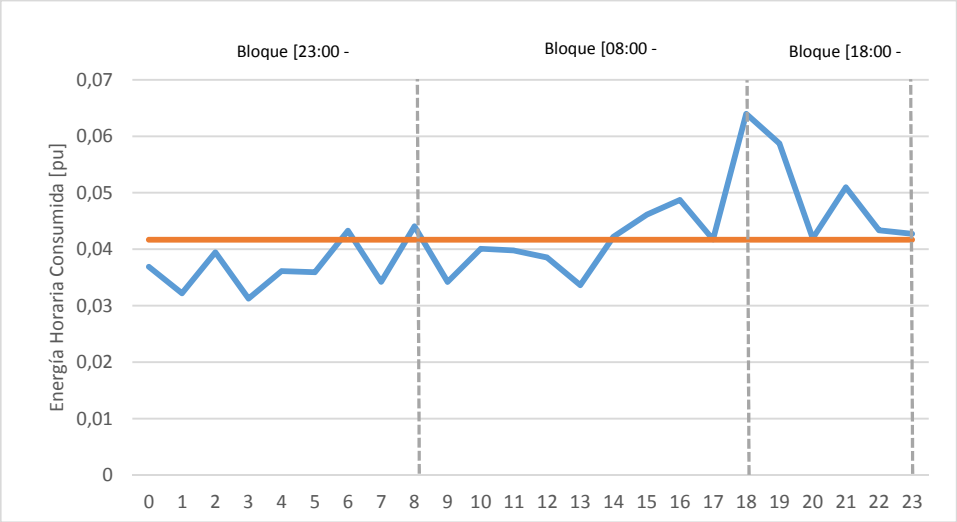
- **Bloque 18:00 - 22:59**: Correspondiente al bloque del periodo de control, periodo que abarca entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

Posteriormente, se realiza una normalización de las curvas de carga de forma de hacer estas comparables. La normalización de la medición horaria está dada por la siguiente expresión,

$$Medición\ Horaria\ Normalizada_{\ i} = \frac{Medición\ Horaria_i\ [KWh]}{\sum_{k=1}^{24} Medición\ Horaria_k\ [KWh]} = \frac{Consumo\ Horario_i\ [KWh]}{Consumo\ Diario_j\ [KWh]}$$

Luego, se propone la utilización de un criterio de discriminación para la comparación entre las curvas de carga de los clientes mediante la comparación entre la potencia media registrada en un bloque dado y la potencia media del día. Lo anterior se explicita a continuación:

Gráfico 37: Consumo Cliente BT1 – Caracterización del Consumo por Comparación de Energía



En la figura anterior es posible observar la medición normalizada con la línea que indica la potencia media del consumo diario cuyo valor es 0,04167 [pu]. La caracterización viene dada por la comparación entre las áreas bajos las curvas de ambos valores, considerando una banda de ± 10% para establecer si el consumo en estudio es catalogado como ALTO, MEDIO o BAJO, según los siguientes criterios:

- **Consumo Bloque ALTO**: la potencia media para el bloque es igual o superior al 110% de la potencia media del día.

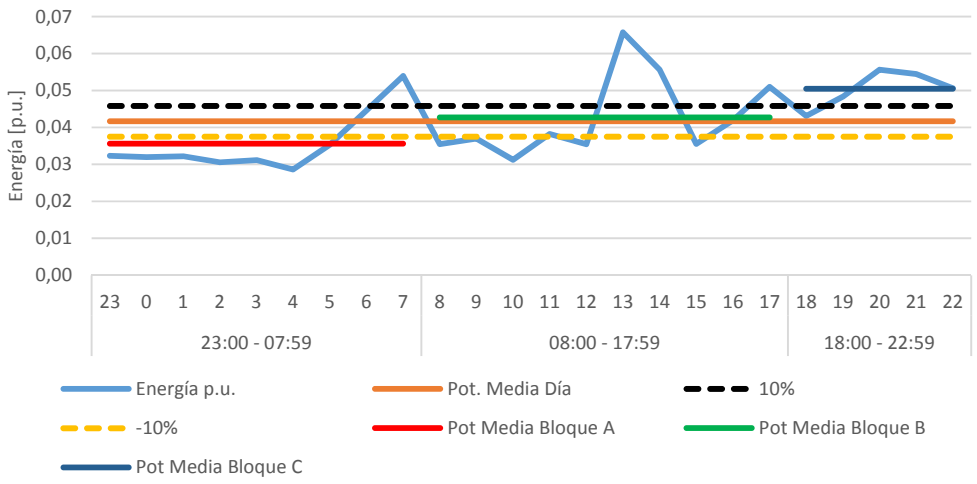
- **Consumo Bloque MEDIO**: la potencia media para el bloque es inferior al 110% y superior al 90% de la potencia media del día.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Consumo Bloque BAJO**: la potencia media para el bloque es igual o inferior al 90% de la potencia media del día.

En el siguiente gráfico se muestra un ejemplo de la caracterización.

Gráfico 38: Consumo Cliente BT1 – Caracterización del Consumo por Comparación de Potencia Media



En la Figura la curva sería clasificada como consumo Bajo en el Bloque 23:00 - 07:59, consumo Medio en el Bloque 08:00 - 17:59 y consumo Alto en el Bloque 18:00 - 22:59 o como una curva BMA. Este proceso es aplicado a todas las curvas de carga de la muestra considerada en el análisis.

A partir de esta caracterización, se observan los tipos de curva características dentro de cada tarifa, los que se muestra en la siguiente tabla. Cabe mencionar que, para efectos de representatividad de los resultados, se ha considerado solamente días hábiles laborales, es decir, de lunes a viernes no festivos. A continuación, se detalla el resultado de la agrupación antes mencionada para las diversas Tarifas de Distribución.

Tabla 44: Caracterización Curvas de Carga Clientes Regulados

Caracterización	BT1	BT2PP	BT2PPP	BT3PP	BT3PPP	BT41	BT42	BT43	AT2PP	AT2PPP	AT3PP	AT3PPP	AT41	AT42	AT43	Total
AAB	0%	0%	1%	0%	1%	2%	1%	2%	1%	2%	0%	1%	2%	1%	7%	5%
ABA	12%	8%	10%	13%	11%	12%	25%	4%	21%	7%	6%	7%	6%	19%	2%	5%
ABB	4%	7%	11%	10%	8%	25%	5%	6%	7%	26%	3%	6%	5%	17%	4%	5%
ABM	5%	19%	19%	8%	6%	9%	19%	7%	17%	10%	8%	9%	7%	5%	9%	8%
AMB	1%	1%	5%	1%	3%	6%	0%	3%	3%	7%	2%	5%	5%	2%	8%	6%
AMM	0%	2%	0%	0%	0%	2%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	0%	3%	2%
BAA	9%	18%	3%	10%	4%	4%	0%	12%	4%	6%	11%	5%	4%	3%	9%	8%
BAB	3%	6%	10%	22%	30%	14%	47%	34%	8%	16%	4%	27%	41%	18%	17%	17%
BAM	3%	4%	5%	13%	6%	2%	0%	10%	4%	4%	13%	7%	4%	21%	7%	7%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Caracterización	BT1	BT2PP	BT2PPP	BT3PP	BT3PPP	BT41	BT42	BT43	AT2PP	AT2PPP	AT3PP	AT3PPP	AT41	AT42	AT43	Total
BBA	16%	4%	4%	6%	2%	3%	0%	2%	4%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%
BBB	1%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	6%	0%	1%	1%
BBM	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BMA	18%	10%	7%	6%	4%	2%	0%	4%	2%	4%	5%	2%	3%	2%	4%	6%
BMB	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BMM	1%	1%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	0%	2%	1%	0%	1%	1%	1%
MAB	1%	0%	7%	4%	6%	3%	1%	2%	2%	4%	3%	12%	5%	1%	6%	5%
MAM	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	2%	0%	0%
MBA	18%	3%	2%	4%	3%	3%	0%	1%	3%	3%	5%	3%	3%	4%	1%	4%
MBB	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MBM	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	4%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%
MMA	3%	4%	4%	0%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	7%	1%	2%	1%	3%	3%
MMB	1%	1%	4%	0%	2%	2%	0%	1%	2%	2%	2%	4%	1%	1%	3%	2%
MMM	3%	9%	8%	2%	7%	5%	0%	6%	14%	5%	25%	8%	4%	4%	13%	10%

De los resultados que se encuentran en la tabla anterior es posible observar lo siguiente:

- Los clientes BT1 son intensivos en horas de punta. Las 5 curvas características de mayor ocurrencia que representan un 73% de la muestra de estos clientes, están marcadas por un consumo alto en el periodo 18:00 a 23:00 horas (BMA, MBA, BBA, ABA y BAA).

- Los consumos de clientes con facturación de energía y potencia concentran sus consumos mayormente en horario fuera de la hora de punta. En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de ocurrencia de curvas características con consumo alto en horas de punta.

Tabla 45: Distribución Consumo En Horas de Punta/ Fuera de Horas de Punta

Opcion Tarifaria	En HP	Fuera HP
BT1	82%	18%
BT2PP	44%	56%
BT2PPP	31%	69%
BT3PP	38%	62%
BT3PPP	26%	74%
BT41	25%	75%
BT42	39%	61%
BT43	24%	76%
AT2PP	43%	57%
AT2PPP	22%	78%
AT3PP	36%	64%
AT3PPP	18%	82%
AT41	18%	82%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Opcion Tarifaria	En HP	Fuera HP
AT42	29%	71%
AT43	16%	84%

Es importante destacar que entre las tarifas con facturación de potencia máxima y potencia en hora de punta, las tarifas BT4.2 y AT4.2 son las que tienen una curva característica de consumo con mayor presencia en hora de punta, por lo que estarían usando de manera ineficiente la señal de precio de potencia de punta.

4.4. Revisión Equipos de Medición Existentes

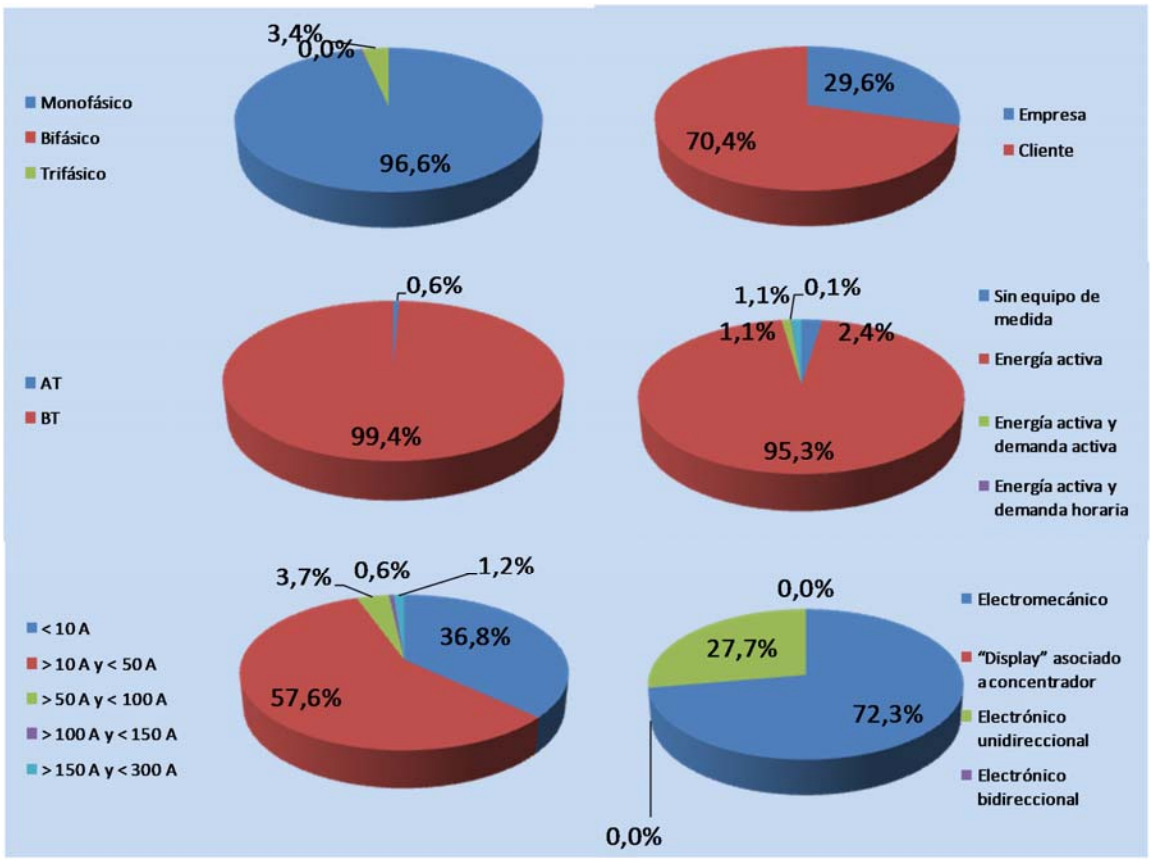
El objetivo del análisis es visualizar las características del parque de medidores existentes, que sean relevantes ante una modificación en la estructura tarifaria que traiga consigo un cambio en la medida, tales como discriminación horaria, por ejemplo.

En el gráfico siguiente se resumen las principales características, según los antecedentes de Infraestructura enviados por las empresas a SEC, observándose que:

- El 96,6% de los equipos son monofásicos.
- El 99,4% son en Baja Tensión, lo que es consistente con el 99,19% de los Cargos Fijos BT informados en Ingresos de Explotación.
- El 70,4% son de propiedad del cliente, con lo que éste no percibe mensualmente en su factura de electricidad el costo asociado al equipo de medida.
- El 95,3% sólo registra energía activa, lo que es consistente con el 96,8% de cargos fijos BT1a informados en Ingresos de Explotación. Por otro lado, el 1,1% de los medidores registra energía activa y demanda horaria, totalizando un 0,78% los cargos fijos asociados a las tarifas 4.3.
- El 72,3% de los equipos son electromecánicos y el 27,7% electrónicos unidireccionales.
- La capacidad del 94,5% de los medidores es inferior a 50 A.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 39 : Caracterización Medidores Existentes Empresas Distribuidoras



Respecto de la valorización de los equipos de medida existentes, en la tabla siguiente se incluye el valor promedio aprobado por SEC en el proceso de fijación de VNR 2015. Al respecto, cabe mencionar que:

- La mayor diferencia en precio corresponde a la cantidad de fases del medidor.
- Los precios corresponden a los valores promedio simple fijados para las empresas distribuidoras, sin diferenciar por las características no mencionadas en cada caso (Medida Reactiva, Transformadores de Medida, Caja Medidor, Protección de Salida, Accesorios y Capacidad)

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 46: Valor Unitario + Montaje Medidores VNR 2015 ($)

Medidor	Valor Unitario + Montaje ($)
Monofásico, BT, Energía Activa, Electromecánico, sin transformadores de medida	30.536
Trifásico, BT, Energía Activa y Demanda Horaria, Electromecánico	158.927
Trifásico, BT, Energía Activa y Demanda Horaria, Electrónico	182.947
Trifásico, BT, Energía Activa, Electromecánico, sin transformadores de medida	158.671
Trifásico, AT, Energía Activa	177.130
Trifásico, AT, Energía Activa y Demanda Horaria	189.328

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

5. REVISIÓN COHERENCIA ESTRUCTURAS TARIFARIAS

El objetivo del análisis es revisar la forma en los que son traspasados los costos de suministro en la cadena de pago del consumidor sujeto a regulación de precios, considerando tanto las señales de precio como los ajustes realizados en cada una de las etapas. Para ello, el análisis considera los siguientes segmentos:

- Generación y compra de las empresas distribuidoras
- Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional
- Distribución

A continuación, se detalla la revisión correspondiente a cada uno de estos segmentos.

5.1. Generación y compra de las empresas distribuidoras

Según lo estipulado en el artículo 131[21] del DFL 4/20.018 de 2006, las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios, para lo que deben contar con contratos de suministro resultantes de procesos de licitación pública. El precio de energía es el adjudicado en la licitación, mientras que para la potencia se utiliza el valor en horas de punta del decreto de precio de nudo vigente a la fecha de llamado de la licitación.

Respecto de las unidades físicas, la empresa distribuidora compra mensualmente la energía demandada por sus clientes, añadiendo las pérdidas de los sistemas de transmisión desde el punto de compra al punto de ingreso a su sistema de distribución. El diferencial de pérdidas respecto de las pérdidas teóricas es absorbido por las empresas subtransmisoras correspondientes. En el caso de la potencia en horas de punta, la potencia total a facturar resulta de la aplicación del régimen de demanda leída para el período de facturación, a prorrata de la energía activa mensual facturada por aquellos bloques de suministro que abastecen durante el período de horas de punta.

En el caso de las unidades físicas de potencia, cabe revisar la consistencia de la metodología para determinar la compra por parte de las empresas distribuidoras respecto de la metodología utilizada para calcular la potencia en horas de punta del sistema. Al respecto, la regulación vigente establece que:

[21] Actualizado según la Ley 20.805 de 2015

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

DS 62/2006

"*Artículo 13:* *Para efectos de la aplicación y comprensión del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones:*

b) Demanda de Punta: Demanda promedio de los ***52 mayores valores horarios de la curva de carga anual*** *de cada sistema o subsistema.*

k) Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema.

Artículo 65: *A partir de la Demanda de Punta del sistema o subsistema, y para cada una de las horas que determinan la señalada Demanda de Punta, se deberá determinar el Retiro de Potencia que se debe asignar a cada generador.*

*Dicho Retiro de Potencia será determinado como el promedio de la demanda de potencia horaria consumida durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema, según corresponda***."**

DS 130/2012

Sustitúyese el artículo 65 por el siguiente:

*"****Artículo 65****: A partir del registro estipulado en el artículo precedente, el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada generador será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la Demanda de Punta a que hace referencia el artículo 13, letra b) para el sistema o subsistema, según corresponda.*

*Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la ley y se encuentre vigente a la fecha de realización del cálculo preliminar al que hace referencia el artículo 4º."***.**

A grandes rasgos, se puede observar que:

- Los períodos de control son diferentes en las transacciones:
    - Entre generadores: año completo
    - Ventas a las empresas distribuidoras SING: entre las *18:00 y las 23:00 horas* de cada día de *todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo.*

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Venta a las empresas distribuidoras SIC: entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses.

- Producto de lo anterior, en el primer párrafo del artículo 65 se establece un factor que iguale la suma de las demandas de punta equivalente de los clientes a la demanda de punta equivalente del sistema, lo que si bien asegura que las unidades físicas totales sean iguales, perjudica el traspaso de la señal de costos reales a quienes realmente los ocasionaron. Lo anterior cobra relevancia en caso de las empresas distribuidoras que registran sus demandas máximas fuera de su período de control, con lo que las diferencias son absorbidas por todas las empresas según su presencia en dicho período.

- El cambio de régimen de compra de potencia de las empresas distribuidoras, desde el pago por el promedio de los 2 a los 52 registros más altos del período de control es una señal que puede incentivar el menor consumo en el período completo por medio de la adopción de medidas de eficiencia energética, por ejemplo, o bien significar un incremento de la demanda por resultar menos atractiva la generación de corte de punta para reducir 52 valores en el período de control.

- En el caso de las empresas generadoras, el DS 62 trae consigo el pago del promedio de sus 52 demandas coincidentes con las 52 demandas máximas del sistema, en vez del régimen anterior, que consideraba su demanda coincidente con la demanda máxima del sistema en horas de punta. Esta diferencia no es traspasada directamente a los clientes finales.

5.2. Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional

La remuneración del segmento de transmisión fue modificada recientemente en la Ley de Transmisión (Ley 20.936), vigente desde el 20 de julio de 2016. Anteriormente, el DFL4/20.018 señalaba que el pago de los usuarios de los sistemas de transmisión, difería según el segmento que corresponda según la siguiente forma:

- Transmisión Troncal: Para los usuarios con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW, un cargo único en proporción a sus consumos de energía (Art 102). Dicho cargo único se publica semestralmente en el Decreto de Precio de Nudo.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Subtransmisión: En cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinan precios por unidad de energía y potencia, que adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituyen los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro. (Art 109).

- Adicionales: No detalla un esquema específico de valorización

En el caso de los sistemas de Subtransmisión y Adicionales, la estructura de remuneración de energía y potencia ha sido definida en los Decretos Tarifarios correspondientes a cada proceso de fijación tarifaria. Es así como al pasar del DS 320/2008 (Subtransmisión) al DS 14/2012 (Subtransmisión y Adicionales) se eliminó en los cargos la señal de localización y se traspasó el costo de transmisión de los cargos de energía y potencia a sólo energía.

Al respecto cabe mencionar que:

- La eliminación de la señal de localización considera que, tanto las unidades generadoras como los clientes finales, escogen su ubicación por otros factores, tales como recursos naturales, permisos para operación, etc. , por lo que eliminar esta señal les facilita poder competir en igualdad de condiciones,

- La modificación en la asignación del cargo de energía y potencia a sólo energía favorece la predictibilidad de los ingresos, así como un correcto traspaso a través de la cadena de pagos, por eliminarse el efecto de los distintos criterios de determinación de la demanda coincidente a facturar. No obstante lo anterior, presenta la desventaja que, ante un incremento en la generación distribuida o del efecto de medidas de eficiencia energética que reducen la energía retirada, se ven disminuidos los ingresos de las empresas subtransmisoras, no obstante sus instalaciones se requieren de la misma forma como respaldo de la capacidad de generación distribuida.

Por otro lado, la Ley de Transmisión Eléctrica (Ley 20.936), establece que para los Sistemas de Transmisión Nacional (Troncal) y Zonal (Subtransmisión), la remuneración total que recibirán las empresas subtransmisoras corresponde al valor anual de sus instalaciones por tramo. En el caso de las instalaciones de Transmisión Dedicadas (Adicionales), los clientes regulados contribuirán en su remuneración según su uso. (Artículo 114)

Para ello, se establece un cargo único por uso dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales[22] para recaudar el valor anual de cada tramo.

[22] Diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Adicionalmente, en el Artículo 115 se indica que el cargo único a aplicar a los consumidores finales libres y regulados, será determinado para cada Sistema (Nacional y Zonal[23]) como el cuociente entre:

- La diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos de transmisión (Nacional o Zonal) y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos,
- la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre.

Finalmente, establece que el pago de los Sistemas de Transmisión se realizará por medio de cargos únicos que se detallarán por separado en la boleta de los clientes finales.

De lo señalado en la Ley 20.936 se desprende que:

- El pago de las instalaciones de Subtransmisión se asigna a energía,
- El subtransmisor recibe el valor anual de sus instalaciones, no recibiendo ingresos por pérdidas tarifarias, ni le corresponde hacerse cargo de diferencias ocasionadas por ingresos tarifarios,
- Se elimina la dependencia de los ingresos del subtransmisor respecto de la tasa de crecimiento de la demanda, al establecer las reliquidaciones correspondientes para asegurarle el valor anual de sus instalaciones,
- En la facturación del cliente final se requiere diferenciar el cargo de transmisión de los cargos restantes.

5.3. Distribución

Las fórmulas tarifarias, con sus cargos asociados aplicables a los clientes regulados de las empresas distribuidoras, son determinadas por la Comisión Nacional de Energía en los Decretos de Fijación de las Fórmulas Tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado, correspondientes a cada proceso de Tarificación. A grandes rasgos, consideran la remuneración de las siguientes componentes:

- Nudo, que reflejan la componente de compra de energía y potencia para el abastecimiento de sus clientes. Incluye las pérdidas tarifarias multiplicando los precios de compra de energía y potencia a nivel de ingreso del sistema de distribución. En el caso de la potencia (y energía BT1), se incluye adicionalmente un factor de coincidencia, que refleja la participación de una determinada tarifa en la compra de potencia de la empresa distribuidora.

[23] Se aplica el mismo procedimiento para Transmisión dedicada sobre los tramos utilizados por los clientes finales libres o regulados.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- VAD, referido a los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de la empresa distribuidora, además de las pérdidas medias del sistema de distribución. Su remuneración actual se incluye en el cargo fijo, la energía en la opción BT1 y la potencia en punta y fuera de punta en las tarifas restantes. En el caso de la potencia (y energía BT1), se incluye adicionalmente un factor de coincidencia, que refleja la participación de una determinada tarifa en la demanda máxima de la empresa distribuidora

La revisión del balance de la componente Nudo fue incluida en el capítulo ***3.3 Balance de Potencia y Pérdidas***, donde se comparó[24] las inyecciones reales al sistema de distribución con las ventas referidas a ingreso de distribución con los factores de pérdidas del decreto tarifario vigente. A partir de ello, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Para la energía, el déficit anual de la industria es de alrededor del 4%, observándose las mayores diferencias en las cooperativas CODINER, COPELEC y COOPREL, originado porque sus pérdidas reales son mayores a las reconocidas para su área típica en el decreto tarifario,

- Respecto de la potencia en horas de punta, el efecto corresponde a la agregación de las pérdidas, factores de coincidencia y horas de uso, lo que genera resultados mixtos y variables. Dado que la comparación se realiza con las unidades físicas a ingreso del sistema de distribución, no es factible realizar la separación de los factores de coincidencia y pérdidas.

En el caso del balance VAD, en el capítulo ***3.2 Demanda Teórica vs Demanda Real***, se realizó la comparación de los ingresos por VAD para cada una de las empresas de referencia del proceso tarifario correspondiente al Decreto 1T/2012.

[24] Como datos fuente se utilizó la información enviada a SEC por las empresas distribuidoras en los procesos de Costos e Ingresos de Explotación.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

6. REVISIÓN EXPERIENCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

El presente capítulo incluye tanto la revisión de la experiencia nacional de las empresas distribuidoras, en la implementación de tarifas distintas a las especificadas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias de los clientes sometidos a regulación de precios, como los modelos a nivel internacional que consideren opciones tarifarias que busquen dar la señal al cliente los costos incurridos por el sistema para su suministro, entregando en algunos casos adicionalmente opciones ajustadas a las necesidades de distintos grupos de consumidores.

La revisión internacional incluye la estructura y modelos tarifarios de España, California, Wisconsin, Perú y Argentina. Su selección busca reflejar esquemas con distintos grados de regulación, desde una estructura definida por el Estado como el caso de España, hasta California y Wisconsin, donde las estructuras tarifarias son propuestas por las empresas, debiendo sólo contar con la revisión y aprobación del ente regulador. En el caso de Perú, sus opciones tarifarias son similares al caso chileno, no obstante, incluyen un factor de ajuste anual de las unidades físicas vendidas, respecto de las utilizadas en la determinación del cargo por valor agregado de distribución, que puede ser homologado para ser aplicado como ajuste al balance entre las inyecciones reales y tarifarias (componente nudo en vez de VAD). Finalmente, Argentina dispone de un mercado más desregulado que el caso chileno, con tarifas diferenciadas por período de consumo y una serie de políticas públicas de subsidios no exitosas que llevaron al país a la actual crisis energética.

A continuación, se revisa en primera instancia la experiencia de las empresas nacionales, para continuar con la revisión internacional. El análisis finaliza con la revisión de la aplicabilidad de las opciones tarifarias detectadas al caso chileno.

6.1. Revisión Experiencia Nacional

La revisión realizada consideró el desarrollo de reuniones con las empresas Grupo Chilquinta, Chilectra, Grupo Saesa, Grupo CGE y Fenacopel. Edelmag fue contactado telefónicamente. En ellas se consultó sobre:

- las necesidades de los clientes que pudiesen ser consideradas en una propuesta de estructura tarifaria, levantándose las siguientes:
    - clientes residenciales conectados a red AT en zonas rurales donde no se dispone de red BT, con lo que se encuentran obligados a pagar cargos por potencia, por no existir una tarifa BT1 en AT.
    - clientes con período de suministro inferior a 1 año (provisorios), por lo que no serían clientes regulados y su consumo no estaría incluido

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

en los montos contratados por las empresas distribuidoras en el proceso de Licitación de Suministro Eléctrico.

- Clientes con consumo en horas de punta en abril (riego) que deben pagar el cargo asociado el año completo. Esta situación es más crítica en los casos en los que se asigna una cuota de riego a una hora determinada, con lo que el cliente no tiene control sobre su período de consumo.

- opciones tarifarias que disponen que sean diferentes a las incluidas en el DS 1T/2012. En la tabla siguiente se incluyen las opciones indicadas por cada una de las empresas.

Tabla 47: Tarifas Empresas Diferentes a las Opciones del DS 1T/2012

Empresa	Tarifa	Características	Tipo Clientes
Luz Linares y Luz Parral	Riego	• Cliente estacional, paga de octubre a abril, que coincide con los meses de producción e ingresos de su negocio • Tarifa con lectura de potencia en horas de punta y fuera de horas de punta (4.3) • Potencia en horas de punta consumida en abril se distribuye en los 7 meses de facturación	Agrícolas con producción estacional
Chilectra	Horaria Residencial	• Cargos tarifa BT1, con cargo de energía base diferenciado según horario de consumo: • Normal: Lunes a Viernes de 8 a 18 hrs. Sábados, Domingos y Festivos de 8 a 22 hrs. • Con 30% recargo: Lunes a Viernes 18 a 22 hrs • Con 30% descuento: Todos los días de 22 a 8 hrs. • Sin recargo por energía adicional de invierno • Equipo de medida: • Distingue según horario de consumo, • Dispone de lectura, corte y reposición remotos • Incluye medición de parámetros eléctricos • Se aprecia un aplanamiento de la curva de carga de los clientes. En el caso de los full electric, el consumo eléctrico se incrementa entre un 30 y 45%, por la sustitución de otros tipos de insumos energéticos.	Residenciales, se generó como opción para las empresas inmobiliarias de ofrecer departamentos full electric, normalmente de hasta 60 mts^2, bordeando su consumo los 300 kWh-mes. Adicionalmente, se ofrece para clientes con casas de mayor tamaño que pueden desplazar su consumo a las horas más baratas (sistemas de calefacción con acumulación de calor y termos eléctricos)
COOPREL	BT1a	Sin cargo por energía adicional de invierno	
COELCHA	BT4.3	Descuento en cargos para clientes que consumen principalmente en verano , que	

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	Tarifa	Características	Tipo Clientes
		pagan todo el año potencia máxima marcada en punta y máxima del mes	
CGE	OPI	Ofertas de Potencia de invierno, fijas y con desconexión.	Clientes con medición horaria
Grupo Saesa	BPI	Bloques de Potencia de Invierno. Se les ofrece operar un generador para corte de demanda de punta. La energía se les vende con un descuento sobre el precio del petróleo. Si el petróleo está muy barato, el descuento se traspasa al cargo de Potencia en Punta.	Clientes con medición horaria (Tarifas 4.2 y 4.3)
Grupo Saesa	Servicio Demanda Flexible	Opera como un seguro para los clientes que marcaron demanda en punta en un momento en particular	

A grandes rasgos, no se observan mayores esfuerzos por ofrecer tarifas diferentes a las incluidas en el DS 1T/2012, a excepción de los casos puntuales indicados en la tabla anterior. Las empresas argumentan que no es claro que se disponga de suministro para clientes con tarifas diferentes, que pudiesen registrar inconvenientes en ser clasificados como regulados.

6.2. Revisión Experiencia Internacional

A continuación, se realiza una breve descripción de los marcos regulatorios de los países revisados, las opciones tarifarias a clientes finales que disponen con la definición de los clientes a las que están dirigidas, sus condiciones de aplicación y cargos asociados.

a. España

España dispone de un mercado eléctrico que entrega los incentivos para que el cliente final se haga cargo del costo que genera su consumo en un determinado período al sistema. Distingue la componente de generación de energía, en la que el consumidor puede optar a comprar al Costo Marginal Horario del Sistema, del peaje por uso de las redes, que se encuentra regulado con un cargo diferenciado por estacionalidad y tramos horarios. Este mecanismo se ve favorecido por la instalación masiva de equipos de medida que permitan el registro de las variables requeridas, con un canon de arriendo reducido para los clientes.

i) Descripción del marco regulatorio

La liberalización del mercado español[25] se inició el año 1997, por medio de la aprobación de la Ley 54/1997, que dio paso a la apertura de las redes a terceros, el

[25] Fuente: Ley 24/2013

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema. En particular, se desintegró verticalmente las actividades de producción, comercialización, transporte y distribución. Para los ingresos de producción, se estableció un mercado mayorista, mientras que en el caso de la comercialización, se definió como actividad independiente con un marco normativo que permita la libertad de elección y contratación por parte de los consumidores. Respecto de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros y sus ingresos serían fijados según los costos de la actividad. La gestión del sistema se encomendó a sociedades mercantiles (económica) y privadas (técnica).

Al año 2013, se habían cumplido gran parte de los objetivos de esta Ley, contándose con un alto nivel de seguridad y calidad de suministro, producto de las inversiones y de la diversificación de la matriz energética, además de una rápida liberalización que permitió a los consumidores escoger su suministrador de energía eléctrica. No obstante lo anterior, a 16 años de la dictación de esta ley, se han registrado cambios en el sector eléctrico español, dados por altos niveles de inversión en redes de distribución y transmisión, elevada penetración de tecnologías de generación renovables, aparición de nuevos agentes y complejidad de las ofertas en el mercado mayorista, un exceso de capacidad instalada de centrales térmicas de ciclo combinado necesarias como respaldo del sistema y un desequilibrio estructural entre los ingresos y costos del sistema eléctrico, producto del crecimiento excesivo de determinadas partidas de costos por decisiones de políticas energéticas, sin la garantía de su correspondiente ingreso. Lo anterior, se vio agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda debido a la crisis económica. Los problemas registrados llevaron a la implementación de distintas medidas, tales como la obligación del pago de peaje para los productores de energía, la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuente de energías renovables y residuos.

A partir de la situación detallada anteriormente, se dictó la Ley 24/2013, bajo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, según el que, cualquier medida normativa que suponga un incremento de los costos o reducción de los ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costos o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema, para lo que se estableció como mecanismo correctivo la obligación de la revisión automática de los peajes y cargos que correspondan si se superan determinados umbrales. Para el financiamiento de los costos del sistema eléctrico de parte de los consumidores se distingue entre:

- Peajes, destinados a cubrir los costos de transmisión y distribución
- Cargos, corresponden al pago de otros aspectos regulados del sistema, tales como generación con energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, extracosto de generación en los territorios no peninsulares, mecanismos de capacidad y anualidades de los déficits del sistema eléctrico.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

En particular, para la remuneración de las energías renovables, cogeneración y residuos, se complementan los ingresos del mercado con un ingreso regulado específico que les permita competir en igualdad de condiciones con el resto de las tecnologías en el mercado. Los parámetros utilizados en la evaluación se revisan cada 6 años.

ii) Clientes de autoconsumo (net metering)

Las instalaciones de autoconsumo se definen como el consumo de energía eléctrica, proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor. Deben contribuir al financiamiento de los costos y servicios del sistema, en la misma cuantía que el resto de los consumidores, producto del respaldo que se obtiene al estar conectado al sistema. Transitoriamente, se establecen excepciones para los casos en los que el autoconsumo conlleva reducciones en los costos del sistema y de las centrales de cogeneración. La Potencia Contratada debe ser mayor o igual que la Potencia Instalada de generación. Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo[26]:

- ***Tipo 1***, corresponde a un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran clasificadas en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso:
  - Se considera como un sujeto consumidor
  - Potencia Conectada (**PC**) no superior a 100 kW
  - Los equipos de medida deben tener al menos resolución horaria.
  - La empresa distribuidora es la encargada de la lectura del equipo de medida.
  - Deben disponer de :
    - Un equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
    - Un equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
    - Opcionalmente se puede disponer de un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
  - La inyección a la red es eventual. El mecanismo para llevarla a cabo aún no se encuentra definido[27].

- ***Tipo 2***, referido a un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de

[26] Real Decreto 900/2015
[27] Real Decreto 900/2015 Disposición adicional cuarta.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso:

- Se consideran 2 sujetos: el consumidor y el productor. Se requiere pertenecer a esta categoría para el reconocimiento de las inyecciones a la red en el mercado de la generación.
- Respecto de los peajes de acceso de transmisión y distribución:
  - Consumidor paga según su potencia y energía demandada de la red
  - Productor, le corresponde pagar según los mecanismos establecidos para los productores de energía eléctrica
- Cargos asociados a los costos del sistema eléctrico se aplican sobre todo el consumo independiente de su procedencia
- Cargo por otros servicios se aplica sobre la energía autoconsumida
- Los equipos de medida deben tener al menos resolución horaria.
- Deben disponer de:
  - Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
  - Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. (Opcional si **PC** < 100 kW)
  - Opcionalmente un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación. (Obligatorio si **PC** < 100 kW)

iii) Vehículo Eléctrico

Para el desarrollo del vehículo eléctrico en España, regulatoriamente se establece[28] la figura del "gestor de cargas" del sistema para la realización de servicios de recarga energética de los vehículos eléctricos, con el objetivo de establecer "estaciones de servicio" para dichos vehículos. Disponen de los siguientes derechos:

- Actuar como agentes del mercado en el mercado de producción de electricidad, lo que le permite traspasar sus precios obtenidos por su gestión en el mercado spot o contratos,
- Acceder a las redes de transporte y distribución en los términos previstos en la normativa, con lo que puede establecer los puestos de carga en la localización de su preferencia, lo que garantiza una mayor competencia en el sector.
- Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos.

[28] Real Decreto 647/2011

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

iv) Opciones Tarifarias a Clientes Finales

En el mercado español se encuentran separadas las funciones de comercialización de energía del uso de las redes (peajes de acceso), para todos los consumidores. En particular, para la compra de energía los clientes pueden escoger:

- Una empresa de comercialización, contratando la energía y el acceso con el comercializador, quien remite el peaje de acceso a las empresas distribuidoras y transmisoras que correspondan,
- Directamente en el mercado de generación, contratando independientemente el acceso con las empresas distribuidoras o transmisoras donde se encuentre conectado.

A nivel de cliente final, se establece el precio voluntario para el pequeño consumidor, como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de baja tensión de menos de 10 kW contratados[29] que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Este valor es único para todo el territorio español e incluye los costos de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso, cargos y costos de comercialización que correspondan.

Por su parte, las tarifas de último recurso corresponden a una reducción del precio voluntario para el pequeño consumidor, con descuentos dependientes de las categorías de clientes. Son únicas en todo el territorio español y se aplican a los siguientes tipos de consumidores:

- vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo,
- que sin cumplir con las condiciones para optar por el precio voluntario para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato con un comercializador en mercado libre.

Para que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, en la facturación al usuario se desglosan los conceptos de: costo de la energía, peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan. En la facturación de aquellos usuarios acogidos a tarifas de último recurso, se incluye el importe del bono social que reduce el precio voluntario para el pequeño consumidor (en un 25%) o el recargo (20%) sobre dicho precio en el caso de la tarifa de último recurso para aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro vigente con un comercializador en mercado libre.

[29] Real Decreto 216/2014

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

En particular, en la facturación se consideran los siguientes cargos:

- ***Potencia***: Incluye el Peaje de Acceso y el Margen de Comercialización
- ***Energía***: Abarca el Peaje de Acceso y el Costo de Producción de Electricidad
- Cargo por Energía Reactiva
- Impuesto especial sobre la electricidad
- Arriendo del equipo de medida, en los casos en los que no es de propiedad del cliente
- IVA

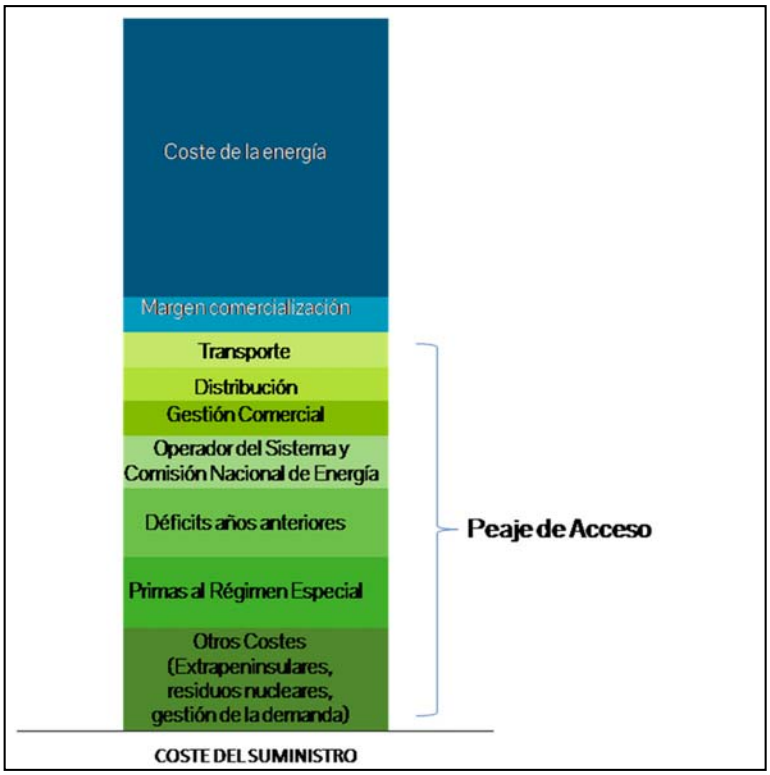
- **Peajes de Acceso[30] (Energía y Potencia)**

Son fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y revisados anualmente, pudiendo llegarse a una periodicidad máxima trimestral en caso de circunstancias que los afecten de un modo relevante. Son únicos en todo el territorio español, independiente de las particularidades económicas y geográficas de las redes en las distintas zonas en las que se ubican los consumidores, y son calculados, junto con los cargos, para cubrir todos los costos del sistema exceptuando el costo de la energía y el costo de gestión del comercializador. En la figura siguiente se ilustran las componentes del costo de suministro, indicando los cargos incluidos en el peaje de acceso, separados de los costos de generación y comercialización.

[30] Fuente: http://www.energiaysociedad.es/ficha/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos#_ftn217

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Figura 1: Costo del Suministro[31]



Los peajes de acceso están compuestos de los siguientes términos:

- ***Tp***, aplicado sobre la Potencia Facturada, producto de que las redes están diseñadas para garantizar en cualquier momento el consumo de la potencia que el cliente tiene contratada.
- ***Te***, aplicado sobre la Energía consumida en cada período de facturación

La Potencia Contratada[32] (***Pc***) es la necesaria para cubrir la máxima potencia a demandar considerando todos los períodos tarifarios. Respecto de la Potencia Facturada, se distinguen los siguientes casos:

- Corresponde a la Potencia Contratada, en los casos en los que la potencia utilizada se limita a la contratada, por medio de un contador que incorpore el control de potencia o mediante interruptores de control de potencia (ICP).

[31] Fuente: http://www.energiaysociedad.es/ficha/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos#_ftn217

[32] Fuente: Real Decreto 216/2014

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Si la medición se realiza por medio de un maxímetro, que determine la potencia máxima en un intervalo de 15 minutos en el período de facturación (***Pd***), la Potencia Facturada se determina de la siguiente forma:

    - Es igual a ***Pd***, en los casos que ***Pd*** se encuentre entre el 85 y 105% de ***Pc***.
    - Equivale a ***Pd*** + 2*(***Pd*** – 1,05 ***Pc***), si ***Pd*** excede el 105% de ***Pc***.
    - Es igual a 0,85 ***Pc***, si ***Pd*** es menor que el 85% de ***Pc***.

En el caso de los clientes BT con potencia contratada menor a 6 kW, se establecen los siguientes valores:

Tabla 48: Potencia Contratada BT < 6KW[33]

Potencia Contratada	Características
2,3 kW	Estudio sin climatización
3,45 kW	Apartamento pequeño sin climatización con pequeños electrodomésticos.
4,6 kW	Apartamento medio con climatización en algunas habitaciones + pequeños electrodomésticos
5,75 kW	Apartamento medio con climatización + uso medio de electrodomésticos (horno, secadora)

Los peajes de acceso a las redes de distribución y transmisión constan de distintas opciones tarifarias, según el nivel de tensión, la potencia contratada y opcionalmente discriminación horaria en 2, 3 o 6 bloques de consumo, del modo indicado en la tabla siguiente.

Tabla 49: Opciones Tarifarias Peajes de Acceso Distribución y Transmisión (al 1 de enero 2016)

Tarifa	Tensión	Potencia Contratada	Bloques Discriminación Horaria[34]
2.0A	BT (< 1 kV)	Pc ≤ 10 kW	Sin Discriminación Horaria
2.0DHA			Con Discriminación Horaria P1 (Punta): 10 hrs Inv: 12 a 22 hrs, Ver: 13 a 23 hrs. P2 (Valle) : 14 hrs Inv: 22 a 12 hrs, Ver: 23 a 13 hrs
2.0DHS			Con Discriminación Horaria Supervalle P1 (Punta) : 10 hrs 13 a 23 hrs. P2 (Valle) : 8 hrs 23 a 1 y 7 a 13 hrs P3 (Supervalle): 6 hrs 1 a 7 hrs
2.1A	BT (< 1 kV)	10 kW < Pc ≤ 15 kW	Sin Discriminación Horaria
2.1DHA			Con Discriminación Horaria P1 (Punta): 10 hrs Inv: 12 a 22 hrs, Ver: 13 a 23 hrs. P2 (Valle) : 14 hrs Inv: 22 a 12 hrs, Ver: 23 a 13 hrs
2.1DHS			Con Discriminación Horaria Supervalle P1 (Punta) : 10 hrs 13 a 23 hrs.

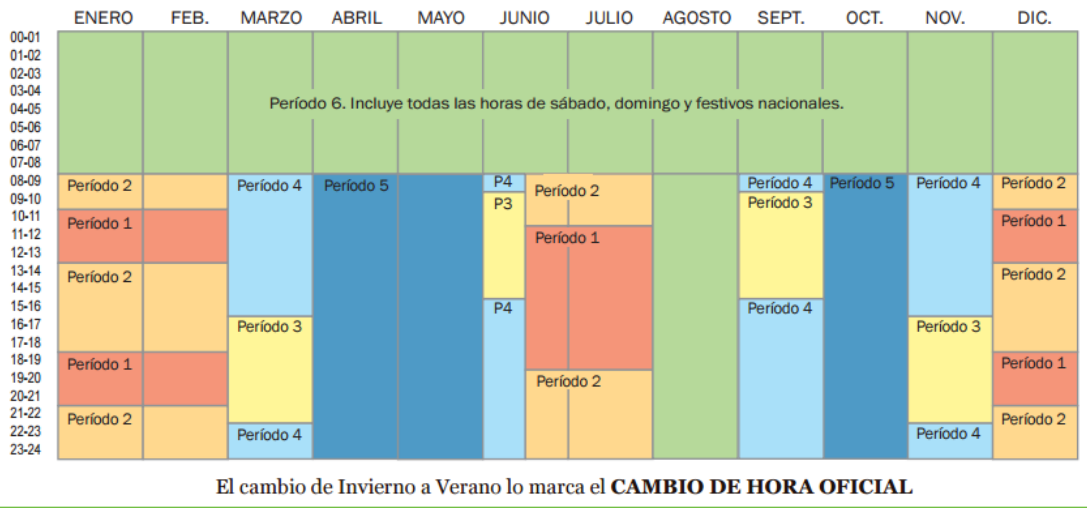
[33] Fuente: http://tarifasgasluz.com/faq/potencia-contratada

[34] Períodos de invierno y verano definidos según cambio de hora oficial

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tensión	Potencia Contratada	Bloques Discriminación Horaria[34]
			P2 (Valle) : 8 hrs 23 a 1 y 7 a 13 hrs P3 (Supervalle): 6 hrs 1 a 7 hrs
3.0A	BT (< 1 kV)	Pc > 15 kW	Con Discriminación Horaria. Horas para la península Ibérica[35] P1 (Punta) : 4 hrs Inv: 18 a 22 hrs Ver: 11 a 15 hrs P2 (Llano): 12 hrs Inv: 8 a 18 y 22 a 24 hrs Ver: 8 a 11 y 15 a 24 hrs P3 (Valle): 8 hrs 0 a 8 hrs
3.1A	AT (1 kV ≤ V < 36 kV)	Pc ≤ 450 kW	
6.1A	AT (1 kV ≤ V < 30 kV)	Pc > 450 kW	6 períodos, según figura siguiente
6.1B	AT (30 kV ≤ V < 36 kV)		
6.2	AT (36 kV ≤ V < 72 kV)	Sin Restricción	
6.3	AT (72,5 kV ≤ V < 145 kV)		
6.4	AT (V ≥ 145 kV)		
6.5	Conexiones Internacionales		

Figura 2: Períodos Discriminación Horaria Tarifas 6.[36]



En la tabla y figura anterior, se observa que:

[35] Fuente: http://es.support.somenergia.coop/article/176-que-horarios-tienen-los-periodos-de-la-tarifa-3-0a
[36] Fuente: http://www.garmonenergias.es/docs/calendario-de-la-tarifa-6.1.A.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- En BT existen opciones tarifarias con y sin discriminación horaria. En este último caso existe la alternativa del bloque supervalle, ideado para la recarga del vehículo eléctrico.
- En AT, sólo se dispone de opciones con discriminación horaria, con períodos definidos de forma particular según la realidad española.

A continuación, se muestran los valores de los peajes de acceso para cada una de las opciones tarifarias, separando el Precio Voluntario del Pequeño Consumidor de las demás opciones tarifarias.

Tabla 50: Peajes de Acceso Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (ene 2016)[37]

Tarifa	Tp (€/kW-mes)	Te (€/kWh)
2.0A	3,1702855	0,044027
2.0DHA		P1: 0,062012 P2: 0,002215
2.0DHS		P1: 0,062012 P2: 0,002879 P3: 0,000886

Tabla 51: Peajes de Acceso (ene 2016)[38]

Tarifa	Tp (€/kW-año)	Te (€/kWh)
2.0A	38,043426	0,044027
2.0DHA		P1: 0,062012 P2: 0,002215
2.0DHS		P1: 0,062012 P2: 0,002879 P3: 0,000886
2.1A	44,44471	0,05736
2.1DHA		P1: 0,074568 P2: 0,013192
2.1DHS		P1: 0,074568 P2: 0,017809 P3: 0,006596
3.0A	P1: 40,728885 P2: 24,43733 P3: 16,291555	P1: 0,018762 P2: 0,012575 P3: 0,00467
3.1A	P1: 59,173468 P2: 36,490689 P3: 8,367731	P1: 0,014335 P2: 0,012754 P3: 0,007805
6.1A	P1: 39,139427 P2: 19,586654 P3: 14,334178 P4: 14,334178 P5: 14,334178 P6: 6,540177	P1: 0,026674 P2: 0,019921 P3: 0,010615 P4: 0,005283 P5: 0,003411 P6: 0,002137
6.1B	P1: 31,020989 P2: 15,523919 P3: 11,360932 P4: 11,360932 P5: 11,360932 P6: 5,183592	P1: 0,021822 P2: 0,016297 P3: 0,008685 P4: 0,004322 P5: 0,002791 P6: 0,001746
6.2	P1: 22,158348 P2: 11,088763 P3: 8,115134 P4: 8,115134 P5: 8,115134 P6: 3,702649	P1: 0,015587 P2: 0,011641 P3: 0,006204 P4: 0,003087 P5: 0,001993 P6: 0,001247
6.3	P1: 18,916198 P2: 9,466286	P1: 0,015048 P2: 0,011237 P3: 0,005987

[37] Fuente: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf
[38] Fuente: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tp (€/kW-año)	Te (€/kWh)
	P3: 6,92775 P4: 6,92775 P5: 6,92775 P6: 3,160887	P4: 0,002979 P5: 0,001924 P6: 0,001206
6.4 y 6.5	P1: 13,706285 P2: 6,859077 P3: 5,019707 P4: 5,019707 P5: 5,019707 P6: 2,290315	P1: 0,008465 P2: 0,007022 P3: 0,004025 P4: 0,002285 P5: 0,001475 P6: 0,001018

De las tablas anteriores, se observa que el peaje de acceso:

- Del Precio Voluntario del Pequeño Consumidor es el equivalente mensual de las tarifas 2.0
- En BT, se incrementa a medida que aumenta la Potencia Contratada del Cliente.
- En AT, decrece a medida que aumenta el nivel de tensión del consumo. En el caso de las tarifas con 6 períodos, el cargo de potencia del período 1 duplica al del período 2, mientras que el del período 6 equivale a 1/6 del período 1.
- En la tarifa 2.0 (clientes BT con menos de 10 kW contratados), el cargo por energía del período 2 (Valle) es un 3,5% del período 1 (Punta).

En el caso de los clientes con régimen de autoconsumo (Real Decreto 900/2015), los peajes de acceso son los que se muestran en las figuras siguientes. Respecto del cargo por energía, el peaje de acceso incluye los siguientes componentes:

- Cargos variables asociados a los costos del sistema, descontando el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución y las pérdidas correspondientes a cada peaje de acceso y período tarifario
- Pagos por capacidad
- Otros servicios del sistema: Retribuciones operadores del mercado y del sistema, servicios de interrumpibilidad y ajuste.

Figura 3: Cargo Fijo Autoconsumo al 1 de enero de 2016 (IET2735/2015)

	Cargo fijo (€/kW y año)					
PEAJE DE ACCESO	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,682019					
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	15,083303					
3.0 A (Pc > 15 kW)	32,083923	6,212601	14,245468			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692			
6.1A (1 kV a 30 kV)	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990
6.1B (30 kV a 36 kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Figura 4: Cargo Energía Autoconsumo al 1 de enero de 2016 (IET2735/2015)

	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
PEAJE DE ACCESO	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,044504					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,058489	0,007368				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,059269	0,007650	0,007344			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,056200					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,069426	0,016716				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,070206	0,019507	0,012602			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,021957	0,015040	0,010183			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,016699	0,011411	0,013268			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,012995	0,009531	0,008541	0,009527	0,010623	0,007580
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,014139	0,012915	0,009197	0,009622	0,009936	0,007470
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,016527	0,014150	0,009832	0,009751	0,009893	0,007501
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,012995	0,009871	0,008541	0,009030	0,009477	0,007328

- **Costo de Producción de Electricidad (Energía)**

En el caso de los clientes acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, previo a la entrada en vigencia del Real Decreto 216/2014[39], se determinaba el costo de producción a partir de las subastas CESUR, que correspondían a un mecanismo de contratación a plazo, en el que los comercializadores adquirían suministro para sus clientes acogidos a la tarifa de último recurso (que la Ley modificó al precio voluntario para el pequeño consumidor). La última subasta realizada en diciembre de 2013 no fue validada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por considerarse que concurrieron "circunstancias atípicas" que impidieron que la puja se desarrollara en un entorno de "suficiente presión competitiva". Producto de lo anterior, en el Real Decreto 216/2014 se estableció que para el costo de producción de energía eléctrica se utilizará como base el precio horario del mercado diario durante el período que corresponda la facturación, lo que supone traerá consigo menores precios al no incluir el costo de aseguramiento de un precio estable generado por un producto negociado en el mercado de futuros, además de entregar a los usuarios la señal correcta de costo asociado a su consumo en una hora determinada, fomentando comportamientos de consumo más eficientes. El Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.) realiza el cálculo de los precios horarios de energía del día siguiente y los publica en su página web. No obstante lo anterior, en caso de que el consumidor desee un precio fijo de la energía, puede contratarlo con el comercializador por el período de un año. Este precio es público, transparente y comparable.

Al facturar, se distinguen los siguientes casos:

- Clientes que disponen de equipos de medida con telemedida y telegestión, se consideran los valores de energía consumidos horariamente

[39] Fuente: Real Decreto 216/2014

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Clientes que no disponen de equipos con telemedida y telegestión, se utiliza como base las lecturas reales y perfiles de consumo calculados por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.), publicados el jueves anterior a cada semana eléctrica en su página web.

El cargo de energía a cliente final se determina horariamente como el producto del costo de producción y el coeficiente de pérdidas del peaje de acceso.

- **Margen de Comercialización (Potencia)**

Es fijado por orden del Ministerio de Industria, energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y se expresa en €/kW. En el caso del precio voluntario para el pequeño consumidor, provisionalmente alcanza los 4 €/kW.

- **Equipos de Medida**

En el Artículo 5 del Real Decreto 1164/2001 se establece que es responsabilidad de las empresas distribuidoras la lectura e instalación de los equipos de medida necesarios para la facturación de los peajes de acceso y de la energía que haya que liquidarse en el mercado de producción.

Los equipos de Medida se pueden comprar por parte del cliente, o bien arrendar a la empresa distribuidora por medio de la empresa comercializadora. El arriendo es la opción más escogida por los consumidores, por no tener que incurrir en costos adicionales en caso de problemas o averías. La tarifa de alquiler es regulada y se incluye en la figura siguiente.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Figura 5: Tarifas Arriendo Equipos de Medida (enero 2016)[40]

Tipo de contador	Tarifas del alquiler
Contadores electrónicos monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos [1]	0,54 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos o doble monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión [1]	1,53 €/mes
Contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos [1]	1,11 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos o doble monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión [1]	2,22 €/mes (doble tarifa)- 2,79 €/mes (triple tarifa)
Contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos [2]	0,81 €/mes
Contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos [2]	1,36 €/mes

NOTAS:

- *Se incluyen los costes asociados a la instalación, operación y mantenimiento de los contadores, así como los costes asociados a la verificación.*
- *(2) Precios provisionales de aplicación a partir del 3 agosto hasta que tenga lugar la aprobación del precio definitivo de los contadores electrónicos con base en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o en su caso, la Comisión Nacional de la Energía.*

Fuentes: [1] BOE nº 185; 3 de agosto de 2013; [2] BOE nº 312; 29 de diciembre de 2007

España estableció en la Orden ITC/3860/2007 un plan de sustitución de equipos de medida, indicando que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW, deben ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión, antes del 31 de diciembre de 2018. El cambio se realiza de forma gradual, según los siguientes porcentajes del parque de equipos de medida de potencia contratada < 15 kW de la empresa distribuidora:

- 30% : 2008 – 2010
- 20% : 2011 – 2012
- 20% : 2013 – 2015
- 30% : 2016 – 2018

En el caso de que los equipos de medida sean de propiedad de cliente y no dispongan de capacidad de discriminación horaria y telegestión, que requieran ser sustituidos por la aplicación de la norma y hayan transcurrido menos de 15 años desde la fecha de instalación y precintado del equipo, dicha sustitución no generará coste alguno para su propietario ni cobro en concepto de alquiler durante el periodo restante de vida del equipo hasta alcanzar los 15 años.

[40] Fuente: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

b. California

La comercialización de electricidad a los clientes finales regulados es de cargo de la empresa distribuidora, que además es la encargada de proponer las estructuras tarifarias al ente regulador, quién las revisa y aprueba. Es así como las tarifas resultantes son propias de cada empresa, no obstante se registran similitudes entre ellas.

En general, las opciones tarifarias en California consideran la modalidad de un cargo unitatio de mayor valor a medida que el consumo es superior a un nivel base, o diferenciación por período de consumo, o una combinación de ambos. Adicionalmente, existen mecanismos de reducción voluntaria de consumo en los días de demanda máxima del sistema.

La revisión consideró como ejemplo el detalle de las opciones tarifarias de la empresa Pacific Gas & Electric (PG&E). En la descripción de las opciones tarifarias a cliente final, se incluyeron los planes que dispone dicha empresa para el vehículo eléctrico y los clientes con autogeneración.

i) Descripción del marco regulatorio

La empresa distribuidora es la encargada de la comercialización de electricidad a los clientes finales regulados, pudiendo definir sus propias opciones tarifarias, no obstante éstas deben ser autorizadas por la California Public Utilities Commission (CPUC).

La fijación de tarifas de las empresas distribuidoras considera 2 procesos:

- ***General Rate Case (GRC)***, donde cada 3 años la CPUC realiza un examen exhaustivo de la operación y costos de las empresas distribuidoras. Se desarrolla una revisión detallada de los ingresos, gastos, plan de inversiones para aprobar un determinado nivel de ingresos. Para las 3 empresas más grandes este proceso se realiza en 2 fases, en la primera de ellas se determina el total de ingresos a recaudar, mientras que en la segunda fase se establece la asignación de costos entre las distintas categorías de consumidores.

- ***Energy Resource Recovery Account (ERRA)***, para determinar los costos de combustible y de compra de capacidad a ser recuperados en las tarifas. Las empresas no obtienen una rentabilidad sobre estos costos, se proyectan para el año siguiente y se reliquida respecto de los costos realmente incurridos.

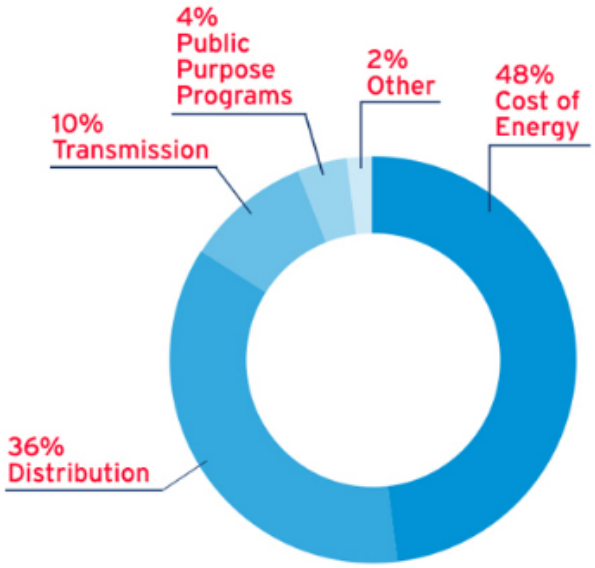
Con los procesos anteriores se obtienen tarifas de venta reguladas, con un chequeo de ingresos a nivel total, que le permite a las empresas distribuidoras recuperar sus costos con una tasa de rentabilidad apropiada, reliquidándose las diferencias respecto de los ingresos recaudados. Las empresas distribuidoras pueden modificar sus tarifas

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

cuando estimen que han variado las condiciones del mercado, para lo que realizan una propuesta a la CPUC, que es revisada en audiencia pública con la participación de distintos grupos de interés.

En la figura siguiente se muestra la participación de los costos de cada segmento en la factura del cliente final.

Figura 6: Participación Costos Cliente Final[41]



ii) Opciones Tarifarias a Clientes Finales

Cada empresa dispone de su propia estructura de tarifas, no obstante las características son similares entre ellas. A modo de ejemplo, se incluye el detalle de la empresa Pacific Gas & Electric (PG&E).

PG&E dispone de los tres tipos de planes siguientes[42]:

- ***Escalonado (Tiered Base Plan E1)***

Considera 3 eslabones de precio, según el consumo de energía real registrado respecto del consumo base determinado por el cliente, de modo que el precio unitario se incrementa a medida que el consumo real excede el consumo base. En la figura

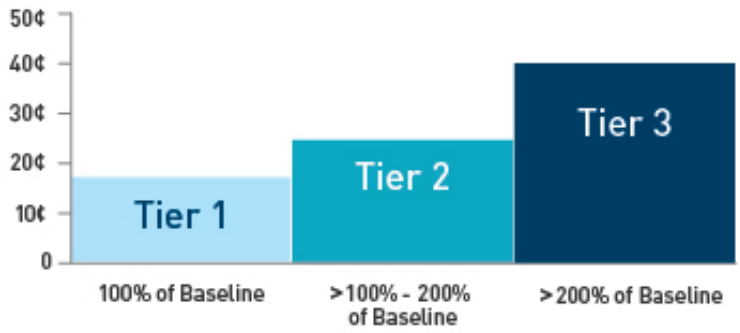
[41] Fuente: http://es.sdge.com/business/PricingPlans

[42] Fuente: https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/rate-plan-options/understanding-rate-plans/understanding-rate-plans.page?

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

siguiente se muestran los precios y rangos de consumo sobre los que aplica cada escalón.

Figura 7: Escalones de Precio Según Consumo Sobre Consumo Base (Baseline)



La definición del consumo base considera el área geográfica (baseline territory), temporada del año y si la calefacción de la casa es eléctrica o a gas natural. Según lo establecido por la CPUC, representa el mínimo nivel de uso requerido para satisfacer el 50 o 60% de los requerimientos de electricidad de un consumidor promedio en un área determinada. En caso de los clientes full-electric sólo en invierno, el porcentaje oscila entre 60 y 70%. No considera el tamaño de la vivienda ni el número de ocupantes, no obstante se puede calificar para un monto adicional por equipos médicos en casos de soporte vital, parapléjicos, esclerosis múltiple, por ejemplo.

- ***Discriminación Horaria (TOU)***

En estas opciones tarifarias el precio depende de la hora del día en la que se consume, por lo que son convenientes para los clientes que pueden gestionar su consumo diario. Adicionalmente, registran 2 meses menos de período de punta de verano (junio a septiembre en vez de mayo a octubre). En la tabla siguiente se comparan las características de los 2 planes ofrecidos por PG&E.

Tabla 52: Comparación Opciones Tarifarias Con Discriminación Horaria

Ítem	ETOU-A	ETOU-B
Cantidad Bloques Horarios	2	2
Período Punta	Lunes a Viernes de 15 a 20 hrs	Lunes a Viernes de 16 a 21 hrs
Descuento período no Punta	Hasta 25%	Entre 10 y 30%
Clientes Objetivo	Bajo consumo. Incluye un incentivo en el consumo base para que los clientes residenciales mantengan bajo su consumo	Mayor consumo

Para optar a estas tarifas se requiere una historia de lectura horaria de al menos 12 meses.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- ***Escalonado con Discriminación Horaria (E6)***

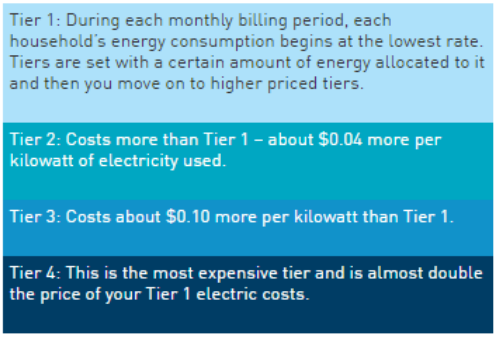
Esta tarifa está destinada a consumidores residenciales. Actualmente, no se ofrece a nuevos clientes, mientras que los existentes pueden permanecer en ella hasta el año 2022.

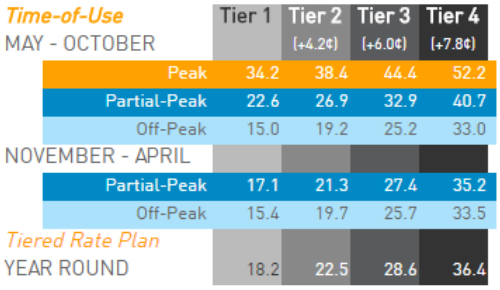
Considera precios diferenciados según los consumos base definidos para cada período, definidos según lo señalado en la tabla siguiente. En la figura a continuación se incluyen los consumos base utilizados para cada escalón y período.

Tabla 53: Períodos Horas de Punta Tarifa E6

Período	Mayo a Octubre	Noviembre a Abril
Peak	Lunes a Viernes de 13 a 19 hrs	No
Partial-Peak	Lunes a viernes, 10 a 13 hrs y 19 a 21 hrs. Fines de semana de 17 a 20 hrs.	Lunes a viernes de 17 a 20 hrs
Off-Peak	Horas restantes	Horas restantes

Figura 8: Escalones y Consumos Base Diarios Tarifa E6





- ***Plan Base para el vehículo eléctrico***

PG&E ofrece los siguientes planes de vehículo eléctrico para los consumidores residenciales:

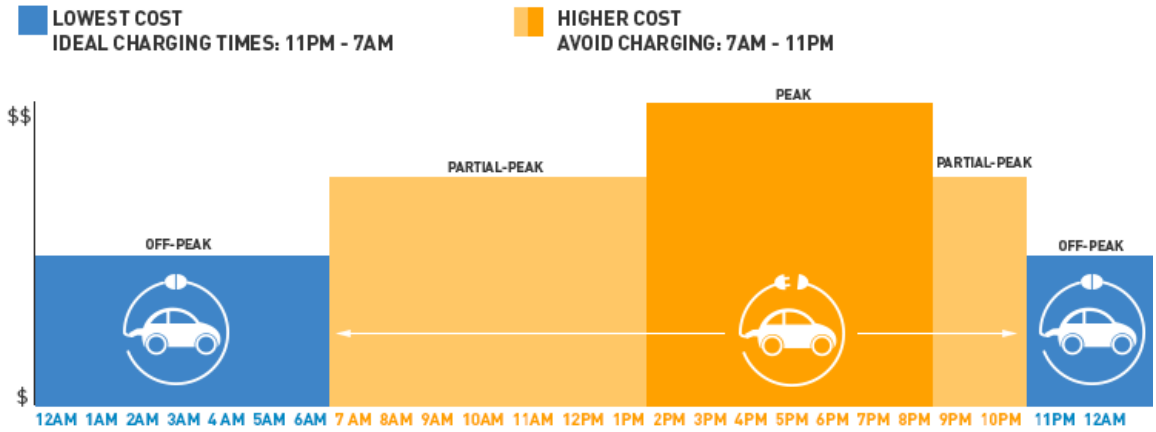
- EV-A, considera un solo medidor para la casa y la carga del vehículo. Es conveniente para los usuarios que utilizan el vehículo ocasionalmente.

- EV-B, requiere un equipo de medida por separado para el cargador del vehículo eléctrico. Se requiere pagar 100 USD por el equipo de medida, además de los costos de instalar la estación de carga y un segundo panel eléctrico.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ambos planes disponen de los períodos de discriminación horaria indicados en la figura siguiente, siendo el período de carga ideal entre las 23 y 7 hrs. No consideran escalones de consumo.

Figura 9: Períodos Discriminación Horaria Tarifas Vehículo Eléctrico



- ***Planes Especiales***

Adicionalmente, PG&E dispone de las siguientes opciones para que sus clientes obtengan descuentos en sus cargos:

- ***Smart- Rate***, que considera un descuento de 0,024 USD/kWh en el precio de la energía en el período del 1 de junio al 30 de septiembre, salvo en los SmartDays, que corresponden a los días con mayor demanda eléctrica desde las 14 a las 19 hrs, donde se aplica un sobrecosto de 0,6 USD/kWh. Se registran un máximo de 15 SmartDays en un año. A los clientes se les avisa a las 14 hrs del día anterior para que puedan planificar su consumo del día siguiente.

- ***Net Energy Metering***, que corresponde a los consumidores con autogeneración que pueden inyectar sus excedentes a la red. PG&E instala el equipo de medida para registrar el valor neto, En el caso de los clientes que en un año generen más de lo que consumen, reciben una compensación de 0,03 a 0,04 USD/kWh por los excedentes inyectados.

- ***Solar Choice Plans***, les permite a los consumidores comprar hasta el 100% de su consumo proveniente de energía solar, sin la necesidad de instalar paneles solares. Los clientes pueden escoger asociar a este plan entre un 50 y un 100% de su consumo, por lo que actualmente deben pagar una prima, que PG&E invierte en comprar recursos adicionales para generación solar.

- ***Scheduled Load Reduction Program*** (E-SLRP), dirigido a clientes comerciales e industriales (no agrícolas) con una demanda promedio mayor a

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

100 kW, que les permite escoger a los clientes un período de 4 horas[43], hasta 3 veces por semana de junio a septiembre, en el que realizarán una reducción de consumo de al menos un 15% de su consumo base con un mínimo de 100 kW. El objetivo del programa es una reducción del consumo de los clientes, por lo que no está permitido traspasar el consumo para los días no ofertados, comparándose las lecturas respecto de las del año anterior. El consumo base se determina horariamente como el promedio de los 10 días hábiles anteriores. El cliente obtiene una bonificación de 0,1 USD/kWh reducido.

Para este programa, se requiere que el cliente disponga de un equipo de medida con lectura remota y registro cada 15 minutos. PG&E lo instala sin costo. El cliente es responsable de conexión telefónica y de disponer de una línea dedicada para lectura y monitoreo. No obstante lo anterior, en caso de que el cliente permanezca en el programa menos de 1 año, reduzca su demanda menos de 10 veces en el año o caiga en incumplimiento, debe reembolsar a PG&E todos los costos incurridos.

La reducción de demanda máxima que puede obtener PG&E es de 300 MW diaria o 100 MW por bloque horario definido.

- ***Demand Bidding Program*** (E-DBP), donde los clientes hacen ofertas de reducción de consumo, en los eventos por razones de confiabilidad del sistema indicados por PG&E. Está destinado a clientes con demanda máxima facturada superior a 50 kW, que estén dispuestos a reducir al menos 10 kW por 2 horas consecutivas. Para este programa, se requiere que el cliente disponga de un equipo de medida con lectura remota y registro cada 15 minutos. Si la demanda del cliente es superior a 200 kW, PG&E instala sin costo el equipo de medida y telecomunicaciones.

  Para la operación de este programa, PG&E asocia a los clientes a una zona de carga. Los eventos pueden generarse en los días hábiles, de 6 a 22 hrs. Su duración va de 4 a 8 horas y se generan cuando se presentan una o más de las siguientes condiciones:

  - Pronóstico de la demanda máxima del sistema (CAISO) es superior a 43 MW
  - Pronóstico de la temperatura de la zona de carga es superior al límite
  - PG&E considera que los recursos de generación no son los adecuados
  - Necesidades de confiabilidad de la red de transmisión o Dx (PG&E o CAISO)

A las 12 hrs del día anterior del evento PG&E notifica a los clientes acogidos al programa, recibiendo las ofertas hasta las 16 hrs en la página web del

[43] Intervalos: P1: 8 a 12 hrs, P2: 12 a 16 hrs, P3: 16 a 20 hrs. No se pueden escoger más de 2 días con el mismo horario.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

programa. Las ofertas son aceptadas por orden de llegada, hasta cumplir con los requerimientos totales. A las 17 hrs se notifica a los clientes si sus ofertas fueron aceptadas o no.

El consumo base para medir el ahorro se calcula como el promedio horario de los 10 días hábiles anteriores a esa hora. Adicionalmente, el cliente puede escoger que se ajuste este valor por un factor determinado, con un tope de ±20%, como el cuociente entre:

- El consumo promedio de las 3 o 4 horas previas al evento
- El promedio horario de los 10 días hábiles a esa hora

El cliente recibe una bonificación de 0,5 USD/kWh reducido, en caso de que hayan disminuido su consumo en al menos un 50% de su oferta, con un máximo de 150%. No hay penalización por no cumplir con la reducción de consumo ofrecida.

- ***Condiciones de Aplicación y Cargos incluidos en los Pliegos tarifarios[44]***

Se registran opciones tarifarias dependientes del tipo de consumidor, distinguiéndose por ejemplo:

- Clientes Residenciales, correspondientes a viviendas unifamiliares y departamentos con su propio medidor, áreas comunes en complejos multifamiliares y en granjas donde se utiliza el mismo equipo de medida de la residencia del operador.

- Clientes agrícolas, en caso de que el 70% o más del consumo anual de energía se destine a: crecimiento cultivos, cría de ganado, bombeo de agua para riego u otros usos que impliquen producir para vender. Se diferencian en 2 categorías según la potencia de las cargas conectadas (50 HP), con cargo por potencia conectada para las de menor tamaño y por demanda máxima para la restante.

- Otros clientes, comerciales e industriales, con opciones dependientes de su demanda máxima y cargos dependientes del nivel de tensión.

A grandes rasgos, los cargos se agrupan en:

- Cargo fijo ($/medidor/día), diferenciando si es monofásico o trifásico

- Energía ($/kWh) y Demanda ($/kW), con las siguientes componentes:

    - Generación, diferenciando invierno – verano y período TOU

[44] Detalle de los pliegos tarifarios en http://www.pge.com/nots/rates/tariffs/ERS.SHTML#ERS

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Distribución, diferenciando invierno – verano y período TOU
- Transmisión, Servicios Complementarios, Programas Públicos, Desmantelamiento Nuclear, Recuperación de costos de energía, nuevos sistemas de generación, entre otros.

c. Wisconsin

La comercialización de electricidad a los clientes finales regulados es de cargo de la empresa distribuidora, las que pueden ser empresas privadas, cooperativas o municipales. Las empresas distribuidoras proponen las tarifas, las que son revisadas y aprobadas por el ente regulatorio sólo en el caso de las empresas privadas. Las tarifas resultantes son propias de cada empresa, con opciones específicas para según las características de sus clientes, no obstante se registran similitudes entre ellas.

En general, las opciones tarifarias en Wisconsin consideran precios diferenciados según el período horario de consumo, opciones disponibles según determinados rangos de demanda máxima y tipo de clientes, definidos detalladamente en cada pliego tarifario. Adicionalmente, existen mecanismos de reducción voluntaria de consumo en los días de demanda máxima del sistema.

La revisión consideró como ejemplo el detalle de las opciones tarifarias de la empresa Madison Gas & Electric (MG&E). En la descripción de las opciones tarifarias a cliente final, se incluyeron los planes que dispone dicha empresa para el vehículo eléctrico y los clientes con autogeneración.

i) Descripción del marco regulatorio

El procedimiento para determinar las tarifas a cliente final depende del tipo de empresa distribuidora que provea el servicio, distinguiéndose los siguientes casos[45]:

- Empresas distribuidoras (no cooperativas ni municipales), son fijadas por la Public Service Commission of Wisconsin (PSC). Para ello, las empresas solicitan un cambio en la tarifa, el que es revisado por PSC incluyendo una auditoría y audiencias públicas con el testimonio de los clientes. La tasa de retorno de los inversionistas de la empresa tiene una cota máxima fijada por PSC, dependiendo el margen real obtenido de la eficiencia en la gestión y de la demanda abastecida. Estas empresas en su mayoría se encuentran integradas verticalmente con el segmento generación.

- Empresas distribuidoras municipales y cooperativas rurales, sin fines de lucro y en su mayoría no integradas con el segmento de generación. En el caso de las

[45] Fuente: http://psc.wi.gov/consumerinfo/faq's/energy/utilityRatesDetermined.htm

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

cooperativas, las tarifas son determinadas por su junta de directorio en vez de por la PSC.

ii) Opciones Tarifarias a Clientes Finales

Cada empresa dispone de su propia estructura tarifaria, con opciones específicas dirigidas a sus clientes. A modo de ejemplo, a continuación se incluyen las tarifas de la empresa Madison Gas & Electric (MG&E)[46].

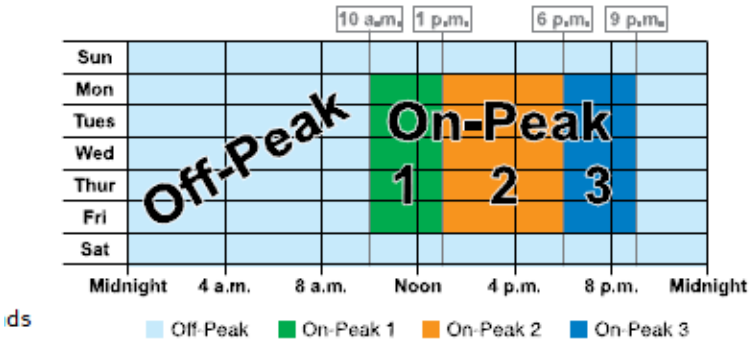
MG&E dispone de los siguientes planes de tarifas:

- Para los clientes ***Residenciales***, con la definición de una unidad residencial como una casa independiente, departamento o residencia, con habitaciones separadas de baño, cocina, living y dormitorios. En caso de los edificios de departamentos con un sólo medidor, pueden acceder a una tarifa residencial sólo si abastecen hasta 4 departamentos. El consumo de las áreas comunes corresponde a una tarifa comercial o industrial.

  Para estos clientes dispone de opciones tarifarias de consumo con y sin discriminación horaria (TOU). No obstante lo anterior, en el caso de los clientes con un consumo diario mayor a 130 kWh en el período de facturación de verano, es obligatoria la elección de una tarifa con TOU.

  En la figura siguiente se ilustran los períodos de la opción con discriminación horaria.

Figura 10: Períodos Discriminación Horaria MG&E[47]



Al respecto, cabe mencionar que:

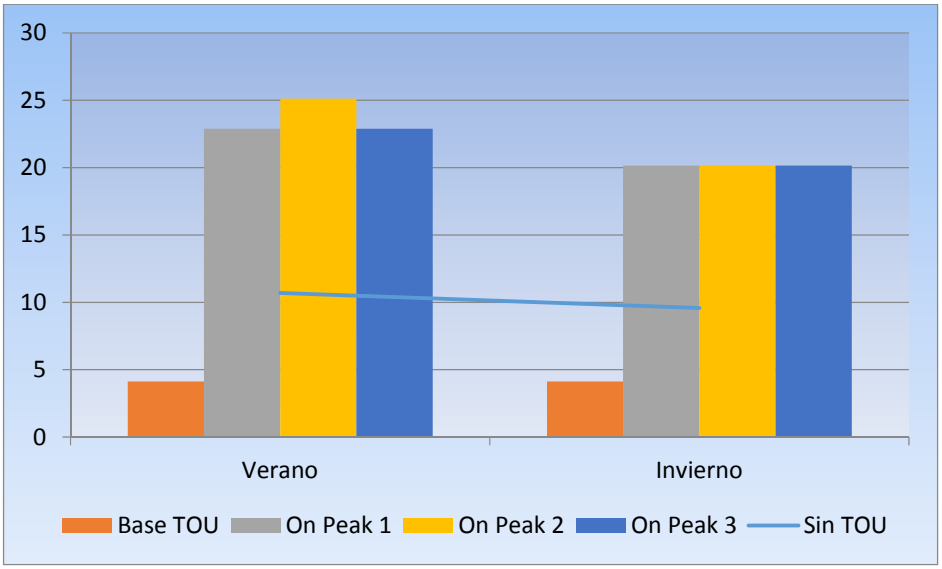
[46] Fuente: https://www.mge.com/Images/PDF/Electric/Rates/ElecRates.pdf

[47] Fuente: https://www.mge.com/images/PDF/Brochures/Residential/TimeofUseRate.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Sólo se registran diferencias en los cargos On Peak en verano (junio a septiembre). On Peak 2 presenta el mayor valor, siendo iguales los cargos de los otros dos períodos On Peak. En el gráfico siguiente se muestran las diferencias en la componente de generación del cargo por energía en cada bloque de discriminación horaria y sin ella, apreciándose que el bloque base TOU alcanza el 40% del valor sin TOU, mientras que en el período On Peak esta relación supera el 200%.

Gráfico 40: Cargo por Generación Energía Clientes Residenciales (¢/kWh)



- Los cargos por servicio al cliente y uso del sistema de distribución no presentan diferencias en las temporadas de invierno y verano, así como entre las tarifas con y sin discriminación horaria.

- Los clientes residenciales no registran cargos asociados a potencia o demanda máxima.

Adicionalmente, MG&E dispone de un "Servicio suplementario de calentamiento de agua" para clientes residenciales, que actualmente no se encuentra disponible para nuevos clientes. Este servicio ofrece precios de energía similares al bloque Base TOU y aplica sobre el equipo calentador de agua y/o el de almacenamiento, siempre que estos se encuentren conectados a un temporizador manejado por MG&E. MG&E puede desconectar los equipos cuando lo estime conveniente, hasta 8 horas diarias.

La estructura tarifaria de los residenciales considera los siguientes cargos:

- Conexión a la red y servicio al cliente (USD/día), dependiendo de la cantidad de fases. No se diferencia entre invierno y verano.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Sistema de Distribución (USD/kWh), aplicado sobre la Energía Consumida. No se diferencia entre invierno y verano.

- Energía de Generación (USD/kWh), para cada período de discriminación horaria, aplicado sobre la energía consumida correspondiente.

- Para los clientes ***Comerciales e industriales,*** dispone de opciones sin discriminación horaria para clientes con Demanda Máxima < a 20 kW, siendo obligatorio disponer de ella para demandas superiores. Las tarifas a las que pueden optar los clientes están determinadas por su demanda máxima, en los siguientes rangos: < 20 kW, entre 20 y 200 kW, y sobre 200 kW. Para los clientes con demanda máxima > 1000 kW, existe una opción adicional si su factor de carga es superior a 0,6. Respecto de la demanda máxima se registran los siguientes conceptos:

  - Demanda Máxima del Cliente, como el registro máximo de la demanda medida cada 15 minutos, de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura. Esta demanda se utiliza para el pago del Sistema de Distribución.

  - Demanda Máxima en períodos On Peak, como el registro máximo de la demanda medida cada 15 minutos en el período On Peak del mes que se factura.

  Adicionalmente, MG&E dispone de tarifas en las que se iguala el cargo por energía del período On Peak 2 (el más caro) al de los otros períodos On Peak, a cambio de que el cliente pague un recargo en caso de no disminuir su consumo en los eventos de "Critical Peak Period", que se registran cuando el costo marginal de la zona alcanza o supera los 150 USD/MWh al menos por 2 horas consecutivas.

  En el caso de los clientes con demanda máxima > 200 kW, dispone de planes de desconexión cuando MG&E lo requiere, generación de respaldo, compras de reducción de consumo, entre otros.

  La estructura tarifaria de los clientes comerciales e industriales considera los siguientes cargos:

  - Conexión a la red y servicio al cliente (USD/día), dependiendo de la cantidad de fases. No se diferencia entre invierno y verano.
  - Sistema de Distribución (USD/kW), aplicado sobre la Demanda Máxima del Cliente. No se diferencia entre invierno y verano.
  - Demanda de Generación (USD/kW), aplicado sobre la Demanda Máxima On Peak. Cargos diferenciados entre invierno y verano

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Energía de Generación (USD/kWh), para cada período de discriminación horaria, aplicado sobre la energía consumida correspondiente.

- Para clientes con ***Inyecciones***, con tarifas diferenciadas, dependientes de la opción del consumo del cliente, disponible tanto para clientes residenciales como comerciales e industriales. La capacidad de generación está restringida hasta 100 kW, pudiendo negociar con la empresa la tarifa si se dispone de más de 20 kW de capacidad de generación. El costo de los refuerzos y el segundo medidor, si se requiere, son de cargo del cliente. La energía inyectada se diferencia según los períodos On Peak y Off Peak. En caso de no disponer del equipo de medida para hacerlo, se asigna un 35% a On Peak y el 65% restante a Off Peak.

- Para clientes residenciales, comerciales o industriales que deseen abastecerse con energías renovables, pueden incurrir en un cargo adicional de 0,0244 USD/kWh por el porcentaje o bloque de energía incluido en esta modalidad. Si al final del año se generó menos energía renovable de la recaudada, la compañía devuelve la diferencia a los usuarios.

- ***Vehículo Eléctrico***[48], MG&E ha instalado 27 estaciones de carga en lugares públicos, 26 de ellas en 240 V y una de ellas en 120 V. En la figura siguiente se muestran los tiempos de carga según el nivel de tensión de la recarga.

Figura 11: Tiempos de Carga Según Voltaje Recarga

	Vehicle Charge Time*		
	Voltage	Plug in hybrid electric	Battery electric
Level 1 charging	120 volts	6-8 hours	21 hours
Level 2 charging	240 volts	3-4 hours	7 hours
DC fast charging	500 volts	80% in 30 minutes	80% in 30 minutes

* From fully depleted battery.

Para realizar la recarga se requiere registrarse en la aplicación ChargePoint en un Smartphone o acercar la tarjeta de registro en dicho programa. El costo de la recarga es de 2 USD/hora, cobrándose por minuto de conexión. La energía utilizada es 100% renovable, proveniente de los parques eólicos de Wisconsin y Iowa.

Los clientes pueden escoger recargar sus vehículos en casa, para lo que requieren instalar un sistema de carga, con un costo que oscila entre los 500 y 3500 USD. La opción tarifaria es la con discriminación horaria, de modo de aprovechar de recargar de 21 a 10 hrs, en el período Off Peak.

[48] Fuente: https://www.mge.com/environment/electric-vehicles/ev-basics.htm

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

d. Argentina

Para el suministro de sus clientes, las empresas distribuidoras disponen de contratos con las empresas generadoras, a precios pactados entre ambas partes. El diferencial del consumo no cubierto por los contratos es abastecido a un precio estacional regulado, fijado semestralmente por el Ministerio de Energía.

El ente regulador frente a las empresas distribuidoras eléctricas depende de la ubicación geográfica de su zona de concesión, con lo que históricamente se han aplicado políticas diferentes, sobre todo entre el área metropolitana de Buenos Aires y las provincias, lo que trajo consigo diferencias considerables en los precios aplicados a los clientes finales, producto de los subsidios involucrados.

No obstante lo anterior, se observan similitudes en las estructuras tarifarias utilizadas, las que dependen del tipo de cliente con diferenciación en los cargos, para los residenciales según los niveles de energía consumida, mientras que para los industriales y comerciales depende de la demanda máxima, con diferenciación en el precio de la energía según el período de consumo.

i) Descripción del marco regulatorio

Los consumidores de energía eléctrica, vinculados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), pueden adquirir la energía para abastecer su demanda[49], a través del distribuidor de su área (modo tradicional) o bien directamente a un Generador o Comercializador reconocido del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debiendo en este caso cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente Gran Usuario del mismo.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista responden a tres categorías, definidas por su nivel de consumo:

- ***Grandes Usuarios Mayores (GUMA)***, con una demanda ≥ 1 MW y 4380 MWh anuales. Deben tener contratado en el mercado a término (MAT) con Generadores y Comercializadores al menos el 50% de su demanda eléctrica, con un mínimo de 4380 MWh anuales. El resto de su consumo pueden adquirirlo directamente en el mercado Spot. Se requiere instalar un equipo de medición que permita medir la demanda cada 15 minutos, y que pueda ser leído remotamente por CAMMESA. Adicionalmente, se requiere disponer de un esquema de desprendimiento de carga por subfrecuencia.
- ***Grandes Usuarios Menores (GUME),*** con una demanda mayor o igual a 30 kW y menor a 2 MW, que dispongan de medición con discriminación

[49] Fuente: http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/defaultinstitucional.aspx

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

horaria. Se requiere que contraten el 100% de su demanda con un generador o comercializador.

- ***Grandes Usuarios Particulares (GUPA),*** con una demanda mayor o igual a 30 kW y menor a 100 kW, que dispongan de medición de tarifa simple. Se requiere que contraten el 100% de su demanda con un generador o comercializador.

Respecto de las empresas distribuidoras[50], en los contratos de concesión otorgados por el Estado Nacional, les impone la necesidad de garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda, a riesgo de ser severamente penalizados. Para ello, pueden disponer de los siguientes instrumentos:

- Contratos a término, en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores.
- La porción de la demanda que no es abastecida con los contratos anteriores, se canaliza a través de un Precio Estacional.

La distribuidora compra hora a hora lo especificado en los contratos pactados con los generadores. En caso de que este valor sea mayor a su consumo, vende los excedentes al mercado spot al precio vigente a esa hora. Por el contrario, si la demanda del contrato es inferior al consumo, la empresa distribuidora compra la diferencia a Precio Estacional.

Los precios estacionales[51] son establecidos por el Ministerio de Energía en forma semestral (precio de compra de las distribuidoras en el mercado horario), con un ajuste trimestral sobre la base de los precios observados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y del precio de los contratos en el mercado a término.

De acuerdo con el marco regulatorio, estos valores deben ser ajustados cada vez que varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM. Esto es, en ocasión de cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre.

Para resolver el problema de tener que fijar una tarifa al usuario final a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía hora por hora, se creó un sistema de precios estabilizado (o estacional). Con ello, trimestralmente y a partir de las estimaciones realizadas por CAMMESA, el Ministerio de Energía sanciona (ex–ante) el precio estacional de la energía.

[50] Fuente: http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/distribuidores.aspx

[51] Fuente: http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/home?openframeset

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado y las ventas al precio spot en el mercado horario se acumulan en un Fondo de Estabilización, cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

Las tarifas máximas fijadas[52] para cada período tarifario constan de dos términos:

- Los costos de adquisición de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que incluye los costos asociados de transporte y
- Los costos propios de distribución o valor agregado de distribución (VAD) constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes, a los que se suman los gastos de comercialización.

Los períodos tarifarios duran diez años, el primero, y cinco años los sucesivos. Durante estos períodos, las tarifas se ajustan únicamente conforme con las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM, incluidos los costos asociados de transporte. El año previo al estudio tarifario, se realizan campañas de medición que permiten determinar los factores de ajuste de la potencia demandada por los clientes a la potencia comprada por la empresa distribuidora.

Actualmente, se registra una crisis en el sector energético argentino, producto de que los gobiernos de Néstor y Cristina Kirchner decidieron mantener los subsidios al consumo que fueron implementados por una ley de emergencia económica en 2002, en medio de la peor crisis en la historia del país. Estos subsidios a la energía y al transporte representaron cerca del 4% del Producto Interno Bruto (PIB) del país. Para ello, se renovaba anualmente la Ley de Emergencia Pública y Régimen Cambiario, posponiendo la renegociación anual con las empresas. Lo anterior se registró para las empresas del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), EDENOR y EDESUR[53], mientras que si se realizó la revisión periódica en las jurisdicciones provinciales. Esto trajo consigo que por ejemplo, que los precios aplicados a los clientes de Córdoba y Santa Fé fuesen 10 veces los del AMBA, donde el subsidio alcanzaba el 70% en desmedro del 30% de dichas localidades.

Para tratar de disminuir estas diferencias[54], el Gobierno Nacional implementó durante 2014 el "Plan de Convergencia Tarifaria Federal". Este plan previó el congelamiento de las tarifas de las empresas provinciales hasta el 31 de diciembre

[52] Fuente: http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/home?openframeset. Empresas EDENOR y EDESUR.

[53] El congelamiento de las tarifas trajo consigo una falta de inversiones en la red eléctrica con una crisis en la calidad del servicio otorgada a los clientes.

[54] Fuente: http://www.ub.edu.ar/centros_de_estudio/ceres/ceres_noviembre2015.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

de 2014. Como contrapartida a dicho congelamiento, se entregarían fondos desde el Tesoro Nacional para la realización de inversiones, las cuales debían ser consensuadas entre las provincias y la Nación.

En este contexto, varios estados provinciales suspendieron su actualización tarifaria, pero la demora en la llegada de los fondos, que retardó a su vez la ejecución de las inversiones programadas, en conjunto con el contexto inflacionario que atrasó en términos reales la relación de las tarifas con los costos de prestación, puso en dificultades a varias empresas provinciales para cumplir con sus obligaciones (por ejemplo, el pago de la energía a CAMMESA) e hicieron que las provincias volvieran a actualizar sus tarifas según sus mecanismos originales.

Para aminorar el efecto de la disminución de los subsidios, se crearon los siguientes mecanismos:

- Implementación de una tarifa social gratuita, para clientes vulnerables según un listado de condiciones definidas, hasta un consumo de 150 kWh mensual. El diferencial de costos respecto de la tarifa que hubiese correspondido es solventado por la empresa distribuidora y el Estado Nacional.
- Sistema de Premios al ahorro de energía eléctrica con incidencia en una disminución del Precio Estacional de la energía mayorista. Los descuentos son aplicados a los clientes residenciales por reducciones respecto de su consumo promedio del año anterior, según los siguientes rangos[55]:
    - Ahorros 10 y 20%, con descuentos en el precio de la energía entre 13 y 16%,
    - Sobre un 20% de reducción de consumo, los descuentos en el precio de la energía oscilan entre 22 y 30%,

  Este sistema reemplazó al Programa de Uso Residencial de la Energía Eléctrica (PUREE), aplicado a la totalidad de los clientes, a excepción del Alumbrado Público. En este programa, recibían bonificaciones los clientes residenciales (hasta 1000 kWh/bimestre) que ahorren, como mínimo un 10% respecto de igual bimestre del año de referencia, con un límite de 30% de ahorro de energía y $2.000 por factura. Por otro lado, a los clientes que consumían más del 90% de su consumo de referencia, se les aplicaba un cargo adicional.

La autoridad que regula a las empresas distribuidoras depende de la ubicación geográfica de la zona de concesión de la empresa, distinguiéndose por ejemplo:

- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), para las distribuidoras EDENOR y EDESUR, localizadas en el área metropolitana de Buenos Aires

[55] Obtenidos de tarifas vigentes de EDEMSA y EDESUR

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) de la Provincia de Río Negro, para las empresas EDERSA, CEB y CEARC.
- Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) de la Provincia de Mendoza, para las empresas EDEMSA, EDESTE AT, EDESTE MT y otras de menor tamaño.

ii) Opciones Tarifarias a Clientes Finales

Se observan similitudes en la estructura tarifaria aplicada a los usuarios finales, a pesar de que los entes reguladores difieran según la localización de la zona de concesión de la empresa distribuidora, por lo que a continuación se incluye el detalle de las opciones tarifarias de EDESUR y EDEMSA[56]. En ellas, los clientes se clasifican en las siguientes categorías:

- **Usuarios de Pequeñas Demandas (Tarifa N°1)**

Son aquellos cuya demanda máxima es hasta 10 kW. El suministro se realiza exclusivamente en Baja Tensión. Los cargos aplicados dependen del tipo de consumo, distinguiéndose los siguientes:

- **Residenciales**, clasificados según los siguientes requisitos:

  - Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilizaciones análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

  - Viviendas cuyos ocupantes desarrollen "trabajos a domicilio" o afecten parte de la misma a actividades comerciales menores, siempre que las potencias de los motores y/o artefactos, en conjunto, no excedan los 10 kW.

  - Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario donde el mismo ejerza su actividad profesional. El equipamiento eléctrico utilizado no podrá exceder, en conjunto, una potencia de 10 kW.

[56] EPESF (Santa Fé), presenta estructuras tarifarias diferentes. En los clientes residenciales, el límite de potencia es de 20 kW, los precios de energía son incrementales por tramo para una misma factura, adicionalmente a la estructura de valores crecientes de EDEMSA.
Fuente: http://www.epe.santafe.gov.ar/index.php?id=34

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Estos clientes pagan un cargo fijo y un cargo por energía, con valores diferenciados por rango según el consumo del cliente. En el caso de:

- ***EDEMSA***, los rangos se definen por consumo bimestral, con los puntos de corte: 300 y 600 kWh/bim. Los valores son crecientes por categoría a medida que aumenta el consumo
- ***EDESUR***, los rangos se definen por consumo bimestral, con los puntos de corte: 300, 650, 800, 900, 1000 y 1200 kWh/bim. El valor del cargo fijo es creciente por categoría a medida que aumenta el consumo, mientras que el de energía es decreciente en las tres primeras categorías, incrementándose progresivamente para las siguientes.

- **General**, aplicado a los clientes no residenciales ni de alumbrado público. En el caso de:

- ***EDEMSA***, se registra una categoría. El precio de la energía es un 60% superior al de los residenciales con mayor consumo.
- ***EDESUR***, establece 3 categorías, con los siguientes puntos de corte de consumo bimestral: 1600 y 4000 kWh/bim. El valor del cargo fijo es creciente por categoría a medida que aumenta el consumo, mientras que el de energía es decreciente.

- **Alumbrado Público**, definido como los usuarios que utilicen el Suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado, en los siguientes casos: Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito. Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

  Sólo considera un cargo variable por consumo de energía.

- **Usuarios de Grandes Demandas (Tarifas 2 y 3)**

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es mayor a 10 kW. Presentan cargos diferenciados por nivel de tensión (BT < 1 kV, 1 kV ≤ MT < 66 kV, AT ≥ 66 kV) y Potencia Contratada con 300 kW como punto de corte. Respecto de la Potencia Contratada, EDEMSA señala lo siguiente en su Régimen Tarifario:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

"Se define como Capacidad Máxima de Suministro, la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

La contratación de la potencia máxima de suministro, es de carácter obligatoria. La negativa del usuario a concurrir a la celebración de dicho convenio, previa intimación fehaciente de LA DISTRIBUIDORA, autorizará a esta última aplicar el valor de potencia máxima registrada, como potencia máxima contratada a los efectos de la liquidación del cargo por "uso de red" previsto por el acápite b) del inc. 5) hasta el mes en que se suscriba el convenio, inclusive. En caso de que el tiempo transcurra sin que el usuario concurra a celebrar el convenio, LA DISTRIBUIDORA deberá intimarlo, al menos una vez al año."

Los Clientes con Potencia Contratada entre 10 y 50 kW, pueden optar por una tarifa especial con un cargo fijo y un cargo por energía consumida (Tarifa 2), independiente del horario, de valor similar a los de los usuarios de Pequeñas Demandas. En caso contrario, se aplican las tarifas de los Usuarios de Grandes Demandas (Tarifa 3), con los siguientes cargos:

- Por Potencia en Punta y Fuera de Punta
- Por Energía, según horas de Pico (18 a 23 hrs), Resto (5 a 18 hrs) y Valle (23 a 5 hrs). Las diferencias de precios entre bloques son mínimas, con un descuento respecto del bloque Pico, de 1,5% para Resto y 3% en Valle.

- **Usuarios de Riego Agrícola**

En EDEMSA, son aquellos cuya energía consumida está destinada exclusivamente al riego de carácter agrícola. Son beneficiarios de una compensación otorgada por el Estado Provincial, equivalente a la diferencia entre:

- El Pago a la Distribuidora, que incluye los siguientes cargos:
  - Fijo
  - Por uso de red de distribución por cada kW de Capacidad Máxima de Suministro de Riego
  - Por energía consumida, según los Bloques Alto (18 a 23 hrs y 10 a 14 hrs) y Bajo (horas restantes)
- Tarifa de referencia (pagada por el cliente), con un cargo por energía diferenciado en los Bloques Alto-Bajo y por potencia contratada con punto de corte en 300 kW. Al comparar los precios respecto del Pago a la Distribuidora, se tiene que:
  - En el bloque Alto, las diferencias van entre 107 y 162%.
  - En el bloque Bajo, las diferencias oscilan entre 14 y 42%

La factura mínima es la equivalente a un consumo de 250 kWh.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Usuarios del Servicio de Peaje**

  Son aquellos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista que, para conectarse físicamente al Sistema Argentino de Interconexión, utilizan las instalaciones de la Distribuidora. La tarifa considera los costos de distribución más las pérdidas de potencia y energía incluidos en los valores tarifarios para cada nivel de tensión, diferenciadas por bloque horario en el caso de la energía.

e. Perú

Las empresas distribuidoras contratan el suministro para sus clientes regulados, por medio de Licitaciones, de modo similar al caso chileno. A nivel de tarifas a cliente final, la estructura es similar a Chile, con algunas diferencias, tales como: cargos diferenciados por energía en horas de punta y fuera de horas de punta, para las opciones horarias y presente/parcialmente presente en horas de punta; acceso a determinadas tarifas según rangos de demanda máxima y opciones tarifarias exclusivas para los clientes residenciales, con diferenciación en los cargos según rango de consumo.

Adicionalmente, incluyen un factor de ajuste anual por sobreventa/subventa de potencia, respecto de lo estimado en el decreto tarifario que fijó las fórmulas tarifarias de distribución, aplicado sobre la componente de valor agregado de distribución.

i) Descripción del marco regulatorio

La regulación de los cargos a traspasar a cliente final, de los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución es similar al caso chileno, distinguiéndose en cada segmento lo siguiente:

- ***Generación***, conocido como "Precios en barra", similar al precio de nudo de corto plazo chileno. Para su determinación anual, los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES, similar al CDEC chileno) realizan una propuesta tarifaria, la que es sometida a audiencias públicas y observaciones, culminando con una resolución de OSINERGMIN (equivalente a la CNE chilena) de fijación de las "Tarifas en barra". Constan de las siguientes componentes de costo:

  - ***Energía,*** a partir de los costos marginales simulados para los próximos 3 años.
  - ***Potencia,*** según la inversión anualizada de una planta turbogas para abastecer la punta.

  En el caso de las empresas distribuidoras, la Ley 28.832 establece las siguientes modalidades de suministro:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- ***Contratos sin Licitación***, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ***Contratos resultantes de Licitaciones***. Las empresas distribuidoras pueden incluir el suministro a sus clientes no sometidos a regulación de precios, privilegiándose a los consumidores regulados en caso de que la oferta sea inferior a la demanda licitada. En la figura siguiente se muestran los tipos de licitaciones con sus condiciones asociadas. OSINERGMIN determina un precio máximo que se mantiene en reserva y queda en custodia de un Notario Público, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

Figura 12: Tipos de Licitaciones de Suministro Empresas Distribuidoras[57]

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Larga Duración	Entre 5 y 10 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación
Corta Duración	Lo defina OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

Adicionalmente, incluyen un mecanismo de incentivo para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones, autorizando a las empresas distribuidoras a aplicar un cargo adicional sobre el precio de energía adjudicado, proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria, con un tope del 3%.

- ***Transmisión***, integrado por instalaciones calificadas en los siguientes sistemas:
  - ***Garantizado de Transmisión***, con fecha de puesta en operación comercial posterior a la promulgación de la Ley 28.832, corresponden a las instalaciones que se encuentran especificadas en el Plan de Transmisión y su concesión y construcción son resultantes de un proceso de licitación pública. El plazo máximo de la concesión es de 30 años, más el período de construcción, pasando después a ser propiedad del estado, quien licita nuevamente en caso de que la instalación siga en operación, los costos de explotación de la misma. Para su remuneración,

[57] Fuente: http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-PERU.pdf

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

se considera la anualidad de las inversiones por un período de hasta 30 años, los costos eficientes de operación y mantenimiento y la liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado el año anterior y lo efectivamente recaudado. Los usuarios pagan la diferencia entre este monto y los Ingresos Tarifarios, como cargo añadido al Precio de la Potencia en Punta. La distribución del pago entre generadores y retiros se realiza según los beneficios económicos que obtenga cada uno, determinados como el incremento (generadores) o reducción (consumos) de la valorización de su inyección o consumo a costo marginal.

- ***Complementario de Transmisión***, con fecha de puesta en operación comercial posterior a la promulgación de la Ley 28.832, corresponde a aquellas instalaciones que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes, además de las no incluidas en el Plan de Transmisión. OSINERGMIN establece el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

- ***Principal de Transmisión***, con fecha de puesta en operación comercial anterior a la promulgación de la Ley 28.832, en la Ley 25.844 se definen como las instalaciones que permiten a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra del sistema. El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado. El pago es de cargo de los generadores.

- ***Secundario de Transmisión***, con fecha de puesta en operación comercial anterior a la promulgación de la Ley 28.832, en la Ley 25.844 se definen como las instalaciones que permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. La valorización de las inversiones se realiza en base a costos estándares de mercado, una vez antes de su entrada en operación comercial, y se actualiza en cada fijación cada 4 años[58]. Las compensaciones y cargos son regulados por OSINERGMIN, correspondiendo el pago a generadores o consumos, según quien se encuentre aguas arriba de la instalación. Las instalaciones se agrupan en 15 zonas geográficas, correspondiéndole un valor único de peaje a todos los clientes ubicados en esa zona. El pago de parte de los consumidores se asigna a la energía y corresponde al costo medio anual descontados

[58] DS 027/2007 Reglamento de Transmisión.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

los ingresos tarifarios. Se realiza una liquidación anual de los ingresos esperados versus los reales obtenidos.

- ***Distribución***, con los cargos determinados por medio del procedimiento de valor agregado de distribución, de modo similar al caso chileno. No obstante lo anterior, en el Art 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (DS 009-93-EM), se indica que las compensaciones por el uso de la red de distribución, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las pérdidas de distribución. El procedimiento de cálculo de este factor fue actualizado en noviembre de 2015[59], producto de los avances tecnológicos y la información disponible permiten realizar cálculos más exactos.

  Este ajuste aplica sólo para los sistemas eléctricos con demanda máxima en horas de punta superior a 12 MW y con factor de carga superior a 0.55. Anualmente se realiza el siguiente ajuste a la potencia vendida respecto de la compra efectiva realizada por la empresa distribuidora:

  - ***Potencia Teórica***: se determina cada 4 años en las fijaciones tarifarias de valor agregado de distribución, donde se establecen los factores de contribución y de coincidencia de las demandas de punta de generación y distribución, así como el número de horas de uso asociados a los consumos con medidor de energía.
  - Para el balance de los ingresos por distribución, se establece un ***factor de Balance de Potencia en Horas de Punta (FBP)*** a aplicar en la actualización anual directamente al valor agregado de distribución y que "representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica ", obtenido a partir del ajuste a la demanda máxima del sistema de distribución de las unidades físicas de potencia vendidas el año anterior, afectadas por sus correspondientes factores de coincidencia – contribución, número de horas de uso y pérdidas tarifarias[60]. Las empresas de distribución eléctrica deben solicitar anualmente al OSINERGMIN la aprobación de los resultados del FBP.

[59] RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 281-2015-OS/CD

[60] **FBP_{MT}** = Máxima demanda eficiente del sistema eléctrico de distribución (potencia ingresada menos pérdidas) / Potencia teórica coincidente del sistema eléctrico de distribución a nivel de media tensión

FBP_{BT}= (Máxima demanda eficiente del sistema eléctrico de distribución - Demanda coincidente en horas de punta de las ventas de potencia en horas de punta en media tensión - Pérdidas de potencia en media tensión asociadas a las ventas de potencia en horas de punta en media tensión)/ Potencia teórica coincidente del sistema eléctrico de distribución a nivel de baja tensión

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Por otro lado, en Perú existen los siguientes programas de subsidios de las tarifas eléctricas:

- **Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)**: Se creó en agosto 2001, mediante la Ley 27510. Establece una reducción en la tarifa eléctrica de los clientes residenciales con consumos mensuales menores a 100 kWh asociados a la tarifa BT5 residencial o a la que posteriormente la sustituya. Los descuentos vigentes se muestran en la figura siguiente.

Figura 13: Actualización Parámetros Reducción Tarifaria (Ley 30.319/2015)

Usuarios	Sector*	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	62% del cargo de energía	18.6 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	77.5% del cargo de energía	23.25 kW.h/mes por cargo de energía

EL FOSE se financia mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no beneficiados por el mecanismo. Dicho recargo se establece en función a un porcentaje que determinado por OSINERGMIN según la proyección de ventas del período siguiente.

- **Mecanismo de Compensación por Generación Aislada:** Establecido en la Ley 28.832, de julio de 2006, aplicándose a partir de la fijación de los Precios en Barra de mayo 2007. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los del Sistema Interconectado (SEIN)

Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7[61] de la Ley Nº 28749. El monto específico será

[61] El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento. Dicho monto se reparte entre las empresas distribuidoras proporcionalmente según la diferencia del precio en el sistema aislado respecto del precio de referencia del sistema interconectado.

ii) Opciones Tarifarias a Clientes Finales

En la tabla siguiente se muestran las tarifas aplicables a clientes finales existentes con sus cargos respectivos. Adicionalmente, disponen de la tarifa BT7, de estructura similar a la BT5B, destinada a los clientes con opción de prepago.

Tabla 54: Opciones Tarifarias Clientes Regulados Perú[62]

Tarifa	Cargo Fijo	Energía Activa	Potencia Activa
MT2 y BT2 (2E2P)	√	***Punta*** y ***Fuera de Punta***. Precio en Punta 20% mayor que el precio en horas fuera de punta	En ***Horas de Punta***, separada en componentes de generación y distribución Exceso ***Fuera de horas de punta*** asociada a distribución
MT3 y BT3 (2E1P)	√	***Punta*** y ***Fuera de Punta***. Precio en Punta 20% mayor que el precio en horas fuera de punta	***Presente en punta*** o ***parcialmente presente en punta***, separada en sus componentes generación y distribución
MT4 y BT4 (1E1P)	√	√	***Presente en punta*** o ***parcialmente presente en punta***, separada en sus componentes generación y distribución
BT5A (2E)	√	***Punta*** y ***Fuera de Punta***. Precio en Punta diferenciado según clientes: - Demanda HP y FHP ≤ 20 kW (HP=6,83 FHP) - Demanda HP ≤ 20 kW y FHP ≤ 50 kW (HP=7,68 FHP)	Exceso ***Fuera de horas de punta***.
BT5B (No Residencial)	√	√	No aplica
BT5 B	Menor para	Diferenciado según:	No aplica

[62] Relación entre cargos corresponden al Pliego de Edelnor, Lima Norte, vigencia 4 de agosto de 2016. http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=150000

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo Fijo	Energía Activa	Potencia Activa
(Residencial)	clientes con consumo mensual ≤ 100 kWh. Sobre 100 kWh/mes precio BT5B no Residencial	-Consumo mensual entre 0 y 30 kWh -Consumo mensual entre 30 y 100 kWh, con un precio reducido para los primeros 30 kWh -Consumo sobre 100 kWh/mes, cargo BT5B no residencial	
BT5C (Alumbrado Público)	22% superior a 2E2P	7,5% superior a BT5B No Residencial	No aplica
BT6 (1P)	√	No aplica	√

Las principales características de las opciones tarifarias indicadas en la tabla anterior:

- Las opciones MT2, MT3 y MT4 (con sus respectivas alternativas en BT), son similares a las tarifas existentes en Chile. Sólo añaden cargos diferenciados por energía en horas de punta y fuera de punta en los casos 2 y 3.
- En el caso de las opciones MT3, BT3, MT4 y BT4, la empresa distribuidora puede aplicar un factor de ajuste al cargo de la componente de generación de la potencia. Para ello, determina mensualmente la "Participación a la Punta Efectiva" del cliente, como el cuociente entre su demanda coincidente con la máxima del Sistema y su demanda Máxima. En la Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD se incluye una tabla con los valores por rango de participación, correspondiendo en promedio:
  - Para las opciones Presentes en Punta: 0,073 por cada punto porcentual de participación,
  - Para las opciones Parcialmente Presentes en Punta: 5 por cada punto porcentual de participación
- A las tarifas BT5A y BT5B sólo pueden optar los usuarios con demanda máxima en horas de punta de hasta 20 kW y fuera de horas de punta hasta 50 kW.
- La opción BT6 está dirigida a los usuarios alimentados en BT con una alta participación en las horas de punta o con demanda de potencia y consumo predecible, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y similares. Para acceder a esta opción la demanda máxima mensual es de 20 kW.

Adicionalmente, en la Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", se definen los siguientes conceptos:

- Usuarios Temporales:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Requieren el servicio eléctrico por un período limitado de tiempo y en forma no repetitiva.
- Su posibilidad de conexión está limitada a la ausencia de la necesidad del desarrollo de redes por parte de la empresa distribuidora.
- El costo de la conexión temporal es cubierto por el usuario y no puede superar los precios regulados de la conexión eléctrica fijados por el OSINERGMIN.

- Horas de punta, de 18 a 23 hrs, todos los días del año, a excepción de los domingos y feriados.

- Potencia:
  - ***Instalada***: Sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos eléctricos que se alimenta de un suministro de electricidad.
  - ***Conectada***: Potencia activa máxima requerida por el usuario al momento de solicitar el suministro y que técnicamente soporta la conexión eléctrica. Adicionalmente, para el caso de los usuarios BT, incluyen una metodología de estimación con factores a aplicar sobre la potencia de cada equipo, dependientes de la cantidad de equipos conectados. Para los clientes MT, la estimación se realiza por medio de mediciones.
  - ***Contratada***: Potencia activa máxima que puede tomar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria. Un aumento en la potencia contratada hasta la potencia conectada es sin costo para el usuario.

6.3. Aplicación Experiencia Internacional en Chile

A continuación, en la tabla siguiente, se resume para cada tema revisado, las opciones de solución detectadas en la revisión internacional y su aplicación en Chile.

Tabla 55: Aplicación Experiencia Internacional

Ítem	Experiencia Internacional	Aplicación en Chile
Separación Cargos (Gx, Tx, Dx)	**España**: Costos de energía (Gx) y peajes de acceso (Tx y Dx) **California**: Gx y Dx, diferenciados por estacionalidad y período de consumo. Transmisión y otros servicios por separado. **Wisconsin**: Gx y Dx. Sólo Gx presenta variación en sus cargos según invierno y verano. **Argentina**: Para clientes sobre 10 kW diferencia	Ley de Transmisión (20.936) establece cargo único por Transmisión. Separación de componentes de cargos en generación y distribución se realiza

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ítem	Experiencia Internacional	Aplicación en Chile
	los cargos por uso de red del pago por energía y potencia. **Perú**: Sólo en la potencia se separan los cargos por Gx y Dx.	en decreto de fijación de fórmulas tarifarias.
Tarifa exclusiva clientes residenciales	**España**: No diferencia por uso. Establece el precio voluntario del pequeño consumidor, para potencias contratadas < a 10 kW, como precio máximo de referencia frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Opciones de peajes con y sin discriminación horaria, con precios menores para las potencias contratadas de menor valor. **California**: Especifica requisitos y entrega opciones con precio diferenciado por escalones y/o períodos de consumo. No pagan potencia. **Wisconsin**: Especifica requisitos y entrega opciones con y sin discriminación horaria. Opciones con discriminación horaria obligatorias para clientes con un consumo superior a 130 kWh/día en el verano. No pagan potencia. **Argentina**: Especifica requisitos y entrega valores diferenciados por rango de consumo. No pagan potencia. **Perú**: Dispone de 2 tarifas, una con prepago y otra con pospago, con precios de energía reducidos para los clientes con consumos mensuales de hasta 100 kWh. No pagan potencia.	Requerida para ejecución de Ley de Equidad Tarifaria Residencial. Se requiere especificar requisitos de clientes y estructura de cargos.
Señal traspaso costos suministro	**España**: Consumidor puede optar a comprar energía a Costo Marginal Horario. Peajes de acceso con cargos diferenciados por bloque horario. **California**: Precios de energía escalonados según se supera un consumo de referencia y/o diferenciados según período de consumo. **Wisconsin**: Opciones con discriminación horaria obligatorias para clientes con demanda máxima mayor a 20 kW, **Argentina**: Opciones con discriminación horaria para clientes con potencias superiores a 10 kW,	Es deseable traspasar a los clientes finales el diferencial de costos entre bloques horarios de las Licitaciones de Suministro de las Empresas Distribuidoras. No obstante, a la fecha las diferencias de precio entre los contratos vigentes, corresponden

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ítem	Experiencia Internacional	Aplicación en Chile
	que son obligatorias para potencias mayores a 300 kW. Precios actuales entre bloques sin diferencias significativas. **Perú**: Opciones con precios de energía y potencia separados por horas de punta y fuera de horas de punta.	más al proceso licitatorio en el que se generaron que al bloque que abastecen.
Unidades físicas aplicadas sobre componente generación de cargo por potencia	**España**: No aplica. **California**: Demanda máxima mensual medida en intervalos de 15 minutos. **Wisconsin**: Registro máximo de la demanda medida cada 15 minutos en el período On Peak del mes que se factura. **Argentina**: Demanda máxima suministrada en horas de punta. **Perú**: Demanda Máxima en períodos de 15 minutos en las horas de punta del mes que se factura.	Es deseable la aplicación a los clientes finales regulados del promedio de sus 52 demandas máximas en horas de punta, de modo de reducir la diferencia respecto de la compra de la empresa distribuidora por la aplicación del DS 62/2006, en la medida que se disponga de los equipos de medida apropiados.
Unidades físicas aplicadas sobre componente distribución de cargo por potencia	**España**: Potencia Contratada, si se dispone de un limitador de potencia. Si no, se mide con cargo según relación entre potencia medida y contratada. Potencia Conectada para clientes BT < 6 kW **California**: Demanda máxima mensual medida en intervalos de 15 minutos. **Wisconsin**: Registro máximo de la demanda medida cada 15 minutos, de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura. **Argentina**: Capacidad máxima de suministro que la distribuidora pone a disposición del cliente, promedio en un período de 15 minutos. **Perú**: Promedio de las 2 demandas máximas de los últimos 6 meses, registradas en intervalos de 15 minutos, incluyendo el mes que se factura.	Promedio de las dos mayores demandas máximas registradas en los últimos 12 meses
Tarifa Clientes con autogeneración en	**España**: Si instalaciones se encuentran inscritas en registro, se distingue sujeto consumidor y	Precio de energía a nivel de distribución,

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ítem	Experiencia Internacional	Aplicación en Chile
distribución	productor. Consumidor paga según su potencia y energía demandada de la red. Productor paga peajes de transmisión y distribución según mecanismos definidos para generadores y vende su energía del mismo modo que los demás generadores. **California**: Precio fijo por energía inyectada. **Wisconsin**: Restringida hasta 100 kW de capacidad de generación. Remuneración depende de tarifa de consumo del cliente. Negociación directa con clientes sobre 20 kW. Precios diferenciados para energía inyectada según períodos On Peak y Off Peak.	incluyendo las pérdidas tarifarias
Vehículos Eléctricos	**España**: "Gestor de cargas", Comercializador con peajes de acceso regulados (Tx y Dx) **California**: Planes con discriminación horaria para consumidores residenciales **Wisconsin**: Opción de recarga en lugares públicos abastecidos por la empresa distribuidora a un precio por minuto de recarga o en las casas de los clientes con tarifas con discriminación horaria. **Argentina**: Redes no tienen holgura para el suministro de vehículos eléctricos, por crisis energética actual.	Se requiere definir esquema de comercialización, terceros o las empresas distribuidoras, además de disponer de opciones tarifarias con discriminación horaria.
Eficiencia Energética en Tarifas de Clientes Regulados	**California**: Dispone de tarifas con precios diferenciados a medida que se incrementa el consumo sobre el consumo de referencia, descuentos por reducciones de consumo en los días con mayor demanda y mecanismos de ofertas por reducciones de consumo. **Wisconsin**: Cuenta con descuentos por reducciones de consumo en los días con mayor demanda, mecanismos de ofertas por reducciones de consumo, de desconexión, generación de respaldo, focalizados principalmente en los clientes de mayor capacidad conectada. **Argentina**: Para clientes residenciales, plan con descuentos por consumos inferiores al 90% del	No se encuentra incorporado. Definición de cargos y parámetros en decreto que fija las fórmulas tarifarias. Opción de precios de energía diferenciados por rango de consumo o descuentos medidos sobre un consumo de referencia. Se requiere adecuar Ley de Equidad Tarifaria Residencial.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Ítem	Experiencia Internacional	Aplicación en Chile
	consumo de referencia.	

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

7. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

La estructura tarifaria propuesta considera tanto los antecedentes de la evolución histórica de las opciones tarifarias existentes, revisados en detalle en los capítulos anteriores, como los recientes cambios regulatorios que las afectan directamente. El presente capítulo incluye en primera instancia la revisión de dichos aspectos, para finalizar con la estructura tarifaria propuesta.

7.1. Cambios Regulatorios y su Efecto en las Estructuras Tarifarias

A continuación, se revisa el detalle del efecto de los cambios regulatorios y otros aspectos relevantes a considerar en el diseño de la estructura tarifaria propuesta.

a. Ley de Transmisión (Ley 20.936)

La Ley 20.936[63] que "Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema", publicada en el diario oficial el 20 de julio de 2016, en adelante la Ley de Transmisión, establece una redefinición de los sistemas de transmisión. El Sistema Troncal pasa a ser el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el Sistema de Subtransmisión pasa a ser Sistema de Transmisión Zonal (STZ), y el Sistema Adicional pasa a ser el Sistema de Transmisión Dedicado (STD). Adicionalmente, la Ley de Transmisión reconoce los Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación y Sistemas de Interconexión Internacional.

En la Ley de Transmisión, la remuneración de los sistemas Nacional, Zonal y Dedicado, de cargo de los clientes finales, ya sean libres o regulados, se determina por medio de 4 cargos únicos (Artículo 115), definidos de la siguiente manera:

- Sistemas de STN y STZ, se establecerá un CU por uso tal que la recaudación asociada a éste corresponda a la diferencia entre el VAT y los ingresos tarifarios reales (IT) de cada tramo.
- Sistemas de STD, se establecerá un CU por uso de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de STD utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, considerando la proporción de IT asignables a ellos.
- Polos de desarrollo, se establecerá un CU de manera que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones no utilizada por la generación existente. El VAT no cubierta por dicho cargo, será asumida por los generadores que inyecten su producción en el polo correspondiente.

[63] Ley Nº 20.936, "Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema"

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Los cargos únicos del STN, STZ y STD se determinarán cada 6 meses por la Comisión y se calculará como la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos correspondientes y los ingresos tarifarios reales del semestre anterior, dividido por la energía a facturar proyectada para el mismo semestre. Las reliquidaciones serán calculadas por el Coordinador.

En base a lo anterior, a nivel de estructura tarifaria para los clientes finales regulados, se propone utilizar un cargo único por uso del sistema de transmisión, que agrupe los cargos de los sistemas de transmisión nacional, zonal, dedicado y polos de desarrollo, del modo indicado en el artículo 115 de la Ley.

b. Ley de Equidad Tarifaria Residencial (Ley 20.928)

Considera realizar ajustes en la facturación de los clientes por los siguientes conceptos:

- **Equidad Tarifaria Residencial**, que señala que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales, no podrán diferir del promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, en más de un 10% del mismo, considerando una muestra estadísticamente homogénea. En caso que dichas tarifas excedan este porcentaje, deberá aplicarse un ajuste a la componente VAD. Si a pesar de ello no se lograre alcanzar el porcentaje antes mencionado, se aplicará el máximo descuento obtenido, sin que procedan ajustes adicionales. Las diferencias serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios de las comunas que están bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh, de modo que no varíe la recaudación total inicial. Sin perjuicio de lo anterior, las tarifas correspondientes a aquellos usuarios residenciales que deban absorber las diferencias señaladas, no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas. Este mecanismo se aplica a los clientes conectados a Sistemas con capacidad instalada superior a 1500 kW.

- **Reconocimiento de Generación Local**, de modo de favorecer a las comunas con mayor capacidad instalada de generación por habitante, por medio de una reducción en el Precio de Nudo de Energía a aplicar a sus clientes, a nivel de ingreso al sistema de distribución de la empresa. Se indica que este mecanismo se aplica a continuación de la Equidad Tarifaria Residencial, dependiendo el descuento a aplicar del factor de intensidad determinado para la comuna. La diferencia es absorbida por las comunas no intensivas en generación, en la misma componente de Precio de Nudo de Energía a nivel de ingreso al sistema de distribución de la empresa distribuidora. Adicionalmente, se prevee un descuento adicional, financiado de la misma forma, para aquellas comunas en

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

que se emplacen centrales que generen más del 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los sistemas de capacidad instalada superior a 200MW.

A nivel de estructura tarifaria para los clientes finales regulados, la Ley de Equidad Tarifaria tiene los siguientes efectos:

- En el caso de la **Equidad Tarifaria Residencial**, el ajuste se realiza sobre la componente que refleja los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada, por lo que se propone identificar esta componente como cargo independiente en la boleta al cliente final. Por otro lado, la evaluación del precio medio se realiza sobre un consumo tipo, que puede incluir componentes asociadas a energía y potencia, lo que permite la creación de tarifas para los clientes residenciales que incluyan cargos por ambos conceptos.

- Respecto del **Reconocimiento de Generación Local**, el ajuste se realiza sobre la componente del precio de nudo equivalente a ingreso al sistema de distribución de la empresa. A grandes rasgos, este precio se compone del precio de compra a nivel troncal y de los cargos por uso de los sistemas de subtransmisión y adicionales. Bajo el esquema de cargos únicos por uso del sistema de transmisión, establecido en la Ley 20.936, el ajuste debiese realizarse sobre la adición del precio de nudo promedio a nivel troncal y los cargos por subtransmisión y transmisión adicional correspondientes a los clientes regulados de la empresa distribuidora.

c. Ley de Licitaciones de Suministro (Ley 20.805)

Bajo la Ley 20.805, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios, se han realizado procesos de Licitación de Suministro que disponen de Bloques con períodos horarios diferenciados (23 a 7:59, 8 a 17:59, 18 a 23 hrs), lo que ha permitido la participación de oferentes con generación basada en energías renovables, sin la necesidad de contar con generación de respaldo en los períodos de tiempo en los que no se dispone de los recursos naturales para generar, que incremente sus costos, no permitiéndoles competir en los procesos de licitación.

A la fecha, se ha logrado disminuir los precios ofertados e incrementar el número de participantes en los procesos. No obstante lo anterior, no se observan diferencias significativas entre los precios ofertados para los distintos bloques, siendo aún mayor la diferencia respecto de los contratos vigentes previos a la entrada en vigencia de la Ley.

No obstante lo anterior, en la estructura tarifaria propuesta se añaden opciones tarifarias que transmitan al cliente final la señal de costo para el sistema, de su

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

consumo en un determinado período horario. Para ello, se considera un precio de energía diferenciado según los bloques de consumo establecidos en las bases de los procesos de licitación, que deberá ser incluido en los Decretos de Precio de Nudo Promedio.

d. Pago Inyecciones Generación Residencial

Según lo señalado en la Ley 20.571 y en el DS 71 de 2014, del Ministerio de Energía, que "Aprueba el Reglamento de la Ley 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas a las Generadoras Residenciales, el mecanismo descrito a continuación aplica a "*los Usuarios o Clientes Finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de Equipamiento de Generación de energía eléctrica por* ***medios renovables no convencionales*** *o de* ***instalaciones de cogeneración eficiente****, que hagan uso de su derecho a inyectar los excedentes de energía que de esta forma generen a la* ***red de distribución*** *a través de los* ***respectivos empalmes****, cuya* ***Capacidad Instalada no supere los 100 kilowatts*** *y cumplan los demás requisitos establecidos en la Ley y en el presente reglamento*"

Adicionalmente, el Reglamento señala en sus artículos 37, 38 y 39 lo siguiente:

Artículo 37.- *Las inyecciones de energía eléctrica que realicen los Usuarios o Clientes Finales que dispongan de un Equipamiento de Generación, serán valorizadas* ***al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios****, incorporando las* ***menores pérdidas eléctricas de la Empresa Distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía****.*

Artículo 38.- *En aquellos sistemas eléctricos con* ***capacidad instalada superior a 200 megawatts****, el precio de nudo de energía corresponderá al* ***precio de nudo de energía en nivel de distribución que la Empresa Distribuidora debe traspasar al Usuario o Cliente Final****. En aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación* ***inferior a 200 megawatts, y superior a 1.500 kilowatts****, el precio de nudo de energía corresponderá al* ***precio de nudo de energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al Usuario o Cliente Final.***

Artículo 39.- *La valorización de las inyecciones indicada en los artículos anteriores, incorporará además las* ***menores pérdidas eléctricas*** *de la Empresa Distribuidora asociadas a las inyecciones de energía efectuadas por el Equipamiento de Generación. Para ello, el* ***precio de nudo de la energía deberá ser multiplicado por los factores de pérdidas medias de energía asociados a la opción tarifaria del Usuario o Cliente Final,*** *al que hace referencia el segundo numeral del artículo 182 de la Ley General de Servicios Eléctricos.*

En base a lo señalado en el reglamento, la inyección se valoriza según la opción tarifaria que dispone el cliente, considerando para la valorización de la energía

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

inyectada el precio de nudo troncal, el cargo por transmisión correspondiente a las componentes de transmisión zonal y dedicada y las pérdidas tarifarias de distribución correspondientes.

e. Factores de ajuste de Potencia

El 16 de junio de 2006 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto Supremo Nº 62, en adelante DS 62/2006, que *Aprueba Reglamento de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos*. Acerca del cálculo de los retiros de potencia de los suministradores, el DS 62 indica lo siguiente:

"***Artículo 13:*** *Para efectos de la aplicación y comprensión del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones:*

b) Demanda de Punta: Demanda promedio de los ***52 mayores valores horarios de la curva de carga anual*** *de cada sistema o subsistema.*

k) Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema.

Artículo 65: *A partir de la Demanda de Punta del sistema o subsistema, y para cada una de las horas que determinan la señalada Demanda de Punta, se deberá determinar el Retiro de Potencia que se debe asignar a cada generador.*

Dicho Retiro de Potencia será determinado como el promedio de la demanda de potencia horaria consumida durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema, según corresponda."

La aplicación del DS 62 se encuentra sujetos a la definición y posterior remuneración de los Servicios Complementario. El Decreto Supremo 130 publicado en el Diario Oficial el 31 de diciembre de 2012, en adelante DS 130/2012, que *Aprueba Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los temas a que se refiere el Articula 137 de la LGSE*, es el que regula y define los Servicios Complementarios. En el DS 130/2012 se sustituyó el Artículo 65 del DS 62/2006 por lo siguiente:

Artículo 65*: A partir del registro estipulado en el artículo precedente, el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada generador será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la Demanda de Punta a que hace referencia el artículo 13, letra b) para el sistema o subsistema, según corresponda.*

Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la ley y se encuentre vigente a la fecha de realización del cálculo preliminar al que hace referencia el artículo 4º."

De acuerdo a lo anterior, los clientes libres y las empresas distribuidoras deberán comprar potencia, de forma que la suma de la compra física de potencia sea igual a la demanda de punta del sistema. Sin embargo, los montos físicos de compra de estos clientes serán calculados a partir de la medición de las 52 demandas máximas del cliente en el periodo de control ajustado por un factor.

La modificación en el procedimiento de transferencias de potencia obliga a traspasar estas modificaciones al cliente final, sea este libre o regulado. Por lo tanto, el monto físico de potencia que se deberá cobrar al cliente regulado debe ser calculado como el promedio de las 52 demandas máximas del cliente en el periodo de control ajustado por un factor, de modo que la suma de demanda de punta equivalente de todos los clientes finales más las perdidas tarifarias sea igual a la compra de potencia de la distribuidora. Para el cálculo del factor de ajuste se propone que este sea calculado, para cada empresa distribuidora, cada 12 meses utilizando información del año anterior y que su vigencia sea a partir de mayo de cada año. La formulación propuesta es la siguiente.

$$FA_{PN} = \frac{PotReGx}{PotTaGx}$$

Donde,
FA_{PN}: Factor de Ajuste de las ventas de potencia coincidente con el sistema.

$PotReGx$: Compras reales de potencia de la empresa distribuidora al ingreso del sistema de distribución. Para el cálculo de este factor se deben ajustar las pérdidas reales según las pérdidas de potencia tarifarias en horas de punta.

$PotTaGx$: Potencia tarifaria coincidente con generación al ingreso del sistema de distribución. Se obtiene a partir de las ventas de potencia aplicando las horas de uso y factores de coincidencia, para cada una de las opciones tarifarias, con sus pérdidas tarifarias correspondientes. La fórmula para calcular este valor es,

$$PotTaGx = VentasPotenciaAT \times PPAT + VentasPotenciaBT \times PPBT \times PPAT$$

$VentasPotenciaAT$: Ventas de potencia AT coincidente con el sistema.

$PPAT$: Factores de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema.

$VentasPotenciaBT$: Ventas de potencia BT coincidente con el sistema.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

$PPBT$: Factores de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema.

f. Peajes de Distribución

El inciso segundo del Artículo 120° de la Ley 20.936 señala que:

"*Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un* ***peaje igual al valor agregado de distribución*** *vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica,* ***ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente****, el* ***precio final*** *resultará i****gual*** *al que pagarían si se les aplicara las* ***tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona****."*

En base a lo anterior, en la propuesta de estructura tarifaria al cliente de peaje le corresponde el pago a la empresa distribuidora del Cargo Fijo y la Componente de distribución de los cargos por energía y potencia que correspondan.

g. Sistemas Medianos

La remuneración de los costos de generación y transmisión de los Sistemas Medianos considera la determinación del Costo Incremental de Desarrollo, asegurando ser suficiente para cumplir los Costos de Largo Plazo del Sistema. Para ello, se realiza un proceso cuadrienal de fijación de tarifas, que determina los cargos de energía y potencia, así como el plan de expansión de las obras que son de ejecución obligatoria para los operadores del Sistema. En caso de haber más de una empresa propietaria de las instalaciones, la recaudación se reparte según sus aportes a los costos reconocidos en el estudio tarifario.

En este contexto, la señal de precio del costo del suministro es determinada en el proceso de fijación de tarifas, donde se remuneran las opciones de generación de mejor relación costo – eficiencia, considerando los respaldos requeridos para la operación de un sistema de esas características, por lo que los incentivos en este caso se dirigen a la incorporación de las opciones de generación en el proceso de fijación de tarifas, más que a un cargo diferenciado a los clientes finales que refleje el costo de su consumo en un determinado período.

h. Cargos Tarifarios por Eficiencia Energética

A partir de la revisión de la experiencia internacional, a grandes rasgos se plantean los siguientes mecanismos tarifarios para fomentar la reducción de los consumos:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Precios de energía crecientes según se incrementa el consumo sobre un valor de referencia o con rangos predefinidos,
- Incentivos por disminución del consumo en los períodos de mayor demanda, de modo de disminuir los costos de generación, transmisión y distribución del Sistema. Incluyen desde planes con descuentos permanentes en los cargos y penalizaciones en caso de no cumplir, mecanismos de ofertas de reducción de consumo, descuentos por comparación respecto de un consumo de referencia histórico, entre otros.

Adicionalmente, para la implementación exitosa de estas políticas, se requiere que las empresas eléctricas no vean reducidos sus ingresos, por la disminución de la demanda producto de la eficiencia energética, sobretodo en los casos en los que los segmentos de generación, transmisión y distribución no se encuentran integrados verticalmente, con lo que el ahorro en costos de generación no es percibido por todas las empresas participantes en la cadena de pago.

En este sentido, en Chile el segmento de transmisión, con la entrada en vigencia de la Ley 20.936, que incluye reliquidaciones por efecto de variaciones de demanda para asegurarle al propietario de las instalaciones la recaudación del valor anual por tramo, elimina los desincentivos para los transmisores al no ver reducidos sus ingresos por una disminución de los retiros de energía.

Respecto del segmento de distribución, si bien sus ingresos son dependientes de la potencia para todas las tarifas a excepción de la BT1, que concentra entre el 55 y 70%[64] de los ingresos por VAD, y que la recaudación depende de la energía vendida, con lo que la recaudación de las empresas distribuidoras se ve afectada directamente por la implementación de medidas de eficiencia energética. Como opción, en la estructura tarifaria propuesta, se plantea un cargo por potencia a los clientes residenciales, que disminuye el riesgo para la empresa distribuidora, no obstante puede no ser bien recibido por implicar un incremento en los cargos fijos del suministro del cliente final.

i. Efecto en la recaudación por Valor Agregado de Distribución

Se plantea como objetivo de la estructura tarifaria propuesta la no modificación sustancial de los ingresos de la empresa distribuidora por concepto de valor agregado de distribución, para lo que se asocia en las nuevas opciones tarifarias propuestas el pago por este concepto a la demanda máxima que hace uso el cliente del sistema de distribución, determinada de la misma forma que en las opciones con lectura horaria fuera de horas de punta (4.3), con lo que no debiesen registrarse diferencias por este concepto. Adicionalmente, se incluye un término que refleje las pérdidas adicionales de potencia respecto de las horas de punta del sistema.

[64] Según los valores obtenidos para las empresas de referencia del proceso VAD 2012.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

No obstante lo anterior, en el caso de los clientes residenciales, que representan entre el 55 y 70% de los ingresos por VAD, éstos son asignados a la energía con un factor de horas de uso determinado por la Comisión Nacional de Energía en cada decreto de fijación de las fórmulas tarifarias, con lo que se requiere evaluar para los distintos rangos de consumo el efecto en la recaudación de la empresa por el cambio de asignación de energía a potencia. El capítulo 8 contiene la descripción y resultados obtenidos con el modelo desarrollado.

7.2. Estructura Tarifaria Propuesta

En base al análisis realizado, considerando los antecedentes de evolución histórica de las opciones tarifarias existentes, los cambios regulatorios registrados en Chile los últimos años, la revisión de la experiencia internacional que pudiese resultar aplicable al sistema chileno y los antecedentes recopilados en entrevistas con las empresas distribuidoras locales, se propone la estructura tarifaria detallada a continuación.

La estructura tarifaria propuesta presenta las siguientes características:

- Dispone de dos opciones tarifarias exclusivas para los clientes residenciales, sobre las que se aplicaría la ley de Equidad Tarifaria Residencial.
- Considera la separación del cargo de Subtransmisión del Precio de Nudo Equivalente, satisfaciendo el requerimiento de la Ley de Transmisión.
- Añade dos opciones tarifarias con precios de energía diferenciados por bloque horario de consumo, que permiten traspasar la señal del costo para el sistema del consumo del cliente y que ya se encuentra presente en las Licitaciones de Suministro de las Empresas Distribuidoras.
- Elimina la opción tarifaria BT1b, dado que la señal de precio que busca reflejar no es transmitida a los usuarios finales objetivo, producto de la implementación del Cargo Único por Transmisión y la Ley de Equidad Tarifaria Residencial.
- Limita la incorporación de nuevos clientes a las opciones 4.1 y 4.2, debido a que la evolución tecnológica ha reducido los precios de los equipos de medida, no justificándose disponer de potencias contratadas clientes con tarifas horarias.

A continuación, se incluye para cada una de las opciones tarifarias la estructura de los cargos y sus condiciones de aplicación correspondientes.

a. Clientes Residenciales

Destinada a los clientes residenciales bajo las siguientes condiciones:

- Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos,

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilizaciones análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

- Viviendas cuyos ocupantes desarrollen "trabajos a domicilio" o afecten parte de la misma a actividades comerciales menores.

- Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario donde el mismo ejerza su actividad profesional.

- Potencia conectada inferior a 10 kW o un limitador de corriente para cumplir con esta condición

- No correspondan a contribuyentes de Primera Categoría ante el Servicio de Impuestos Internos

Incluye las siguientes opciones:

a. **TR1**: Para clientes residenciales con medidor simple de energía.
b. **TR2**: Destinada a clientes residenciales con un equipo de medida que permita diferenciar consumos por bloques horarios. Opcionalmente, puede disponer de registro de demanda en horas de punta del sistema eléctrico.

En la tabla siguiente se incluye el detalle de los cargos considerados en esta tarifa. Se encuentra disponible para clientes conectados a red BT y AT.

Tabla 56: Cargos Tarifa Residencial

Cargo	Componente	TR1	TR2
Cargo Fijo ($/mes)		CFES	CFHS
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT	CUT
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	$PNE+\frac{PNP}{NHUNB}$	PNE*
	Distribución	$(PE-1)x\ PNE+\frac{(PP-1)x\ PNP}{NHUNB}+\frac{CD}{NHUDB}$	(PE – 1)x PNE*
Cargo por demanda en Horas de Punta ($/kW/mes)	Generación	*No aplica*	PNP x FCNTR2
	Distribución		(PP-1) x PNP x FCNTR2
Cargo por demanda Máxima Distribución ($/kW/mes)	Distribución	*No aplica*	FCDTR2 x CD+PPD x PNP
Cargo por energía adicional de	Generación	$PNE+\frac{PNP}{NHUNI}$ x FI	*No aplica*

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

invierno ($/kWh)	Distribución	$(PE-1)x\ PNE+\frac{(PP-1)x\ PNP\ x\ FI}{NHUNI}+\frac{CD}{NHUDI}$	

Donde:

- **CFES:** Cargo Fijo para cliente con medidor simple de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CFHS:** Cargo Fijo para cliente con medidor horario de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CUT:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **NHUNB:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria TR1.
- **NHUDB:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria TR1.
- **NHUNI:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria TR1.
- **NHUDI:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria TR1.
- **FCNTR2:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa TR2 presentes en las horas de punta del Sistema.
- **FCDTR2:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa TR2 presentes en las horas de punta del Sistema de Distribución.
- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
    - **PEAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PEBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PPD:** Factor de diferencia de pérdidas de potencia entre la demanda máxima de la distribuidora y la demanda en horas de punta, en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPDAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPDBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **FI:** Factor de Invierno, dependiente del Sistema Eléctrico en el que se encuentre el cliente. Su valor corresponde al cuociente entre 12 y la cantidad de meses definidos con horas de punta del Sistema Eléctrico correspondiente.
- **CD:** Costo de distribución en el nivel de tensión de suministro (CDAT o CDBT). Se expresa en $/kW/mes.
- **PNE:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, sin distinción de bloque horario. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kWh.
- **PNE*:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, con distinción de bloque horario. Se expresa en $/kWh.
- **PNP:** Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Potencia que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kW/mes.

Facturación:

- **Cargo Fijo: TR1 y TR2.** Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

- **Cargo Único por Transmisión: TR1 y TR2.** Se obtiene multiplicando el consumo total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT).

- **Cargo por Energía:**
  - **TR1:** Se determina como el producto de los kWh de consumo total por su precio unitario. En los meses en los que existan horas de punta se descontará la energía facturada como energía adicional de invierno.
  - **TR2:** Se obtiene como el producto de los kWh consumidos en cada bloque horario por su precio unitario correspondiente.

- **Cargo por Demanda en Horas de Punta:**
  - **TR1:** No aplica.
  - **TR2:** Se determina al multiplicar la Demanda en Horas de Punta por su precio unitario correspondiente. Para la determinación de la Demanda en Horas de Punta se registran las siguientes opciones:
    - El promedio de las 52 demandas máximas del cliente en las Horas de Punta del Sistema dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos. Para ello, requiere disponer de los registros de medida adecuados para realizar este cálculo.
    - Potencia Conectada, en caso de no contar con la medición de la demanda horaria en horas de punta.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo. La reprogramación de los equipos de medida por cambio de hora oficial será de responsabilidad y cargo del cliente.

- **Cargo por Demanda Máxima Distribución:**
  - **TR1:** No aplica
  - **TR2:** Se determina al multiplicar la Demanda Máxima Distribución por su precio unitario correspondiente. Para la determinación de la Demanda Máxima Distribución se registran las siguientes opciones:
    - El promedio de las 2 demandas máximas del cliente dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos. Para ello, requiere disponer de los registros de medida adecuados para realizar este cálculo.
    - Potencia Conectada, en caso de no contar con la medición de las 2 demandas máximas.

    Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo. La reprogramación de los equipos de medida por cambio de hora oficial será de responsabilidad y cargo del cliente.

- **Cargo por Energía Adicional de Invierno:**
  - **TR1:** Se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh del consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los XXX kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

    El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: YYY kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de YYY kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

    El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

    En la empresa Luz Andes no regirá el límite de YYY kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

- **TR2:** No aplica.

b. BT1

Destinada a los clientes que cumplen los siguientes requisitos:

- No residenciales,
- Con medidor simple de energía,
- Conectados a la red de baja tensión,
- Con potencia conectada inferior a 10 kW o disponen de un limitador de corriente para cumplir con esta condición.

En la tabla siguiente se incluye el detalle de los cargos considerados en esta tarifa.

Tabla 57: Cargos Tarifa BT1

Cargo	Componente	BT1
Cargo Fijo ($/mes)		CFES
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	$PNE+\frac{PNP}{NHUNB1}$
	Distribución	$(PE-1)x\ PNE+\frac{(PP-1)x\ PNP}{NHUNB1}+\frac{CDBT}{NHUDB1}$
Cargo por energía adicional de invierno ($/kWh)	Generación	$PNE+\frac{PNP}{NHUNI1}\ x\ FI$
	Distribución	$(PE-1)x\ PNE+\frac{(PP-1)x\ PNP\ x\ FI}{NHUNI1}+\frac{CDBT}{NHUDI1}$

Donde:

- **CFES:** Cargo Fijo para cliente con medidor simple de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CUT:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **NHUNB1:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria BT1.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **NHUDB1:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria BT1.
- **NHUNI1:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria BT1.
- **NHUDI1:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria BT1.
- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **FI:** Factor de Invierno, dependiente del Sistema Eléctrico en el que se encuentre el cliente. Su valor corresponde al cuociente entre 12 y la cantidad de meses definidos con horas de punta del Sistema Eléctrico correspondiente.
- **CDBT:** Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en $/kW/mes.
- **PNE:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, sin distinción de bloque horario. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kWh.
- **PNP:** Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Potencia que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kW/mes.

Facturación:

- **Cargo Fijo:** Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

- **Cargo Único por Transmisión:** Se obtiene multiplicando el consumo total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT).

- **Cargo por Energía:** Se determina como el producto de los kWh de consumo total por su precio unitario. En los meses en los que existan horas de punta se descontará la energía facturada como energía adicional de invierno.

- **Cargo por Energía Adicional de Invierno:** Se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh del consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los XXX kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

  El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: YYY kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de YYY kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa Luz Andes no regirá el límite de YYY kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

c. BT1b

Se elimina esta opción del pliego tarifario, traspasándose automáticamente los clientes sujetos a ella a las siguientes tarifas:

- TR1: Clientes Residenciales
- BT1: Clientes No Residenciales

La eliminación de esta tarifa obedece principalmente a que los cambios regulatorios implementados hacen innecesaria la señal de precio que dio origen a esta tarifa, que buscaba reflejar las inversiones en la red de distribución y subtransmisión requeridas para abastecer a los clientes con una demanda máxima en período fuera de horas de punta (verano). En particular:

- En Subtransmisión, el DS 14/2012 y la Ley 20.936 establecen un mismo cargo único para todos los clientes regulados de un Sistema de Subtransmisión (Zonal), con lo que las inversiones requeridas para el abastecimiento de los clientes de consumo estacional son pagadas por todos los clientes del Sistema, no transfiriéndose la señal de precio a los clientes que las generan.

- En Distribución, la Ley de Equidad Tarifaria Residencial establece un subsidio, que disminuye las diferencias en el cargo por valor agregado de distribución, entre los clientes residenciales de empresas distribuidoras con distintos niveles de ruralidad, con sus mayores costos asociados. En este contexto, el mayor costo unitario de estos clientes por su menor consumo anual, resulta subsidiado por los clientes ubicados en zonas "más baratas", con la consiguiente pérdida de la señal de precio establecida originalmente.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Por otro lado, en el período 2008 – 2014, se registró:

- Un precio medio 4 veces el de la tarifa BT1a,
- Tasas de crecimiento negativas en la cantidad de clientes y las ventas medias por cliente.

d. BT2, AT2, BT3 y AT3

Corresponden a opciones tarifarias con medición simple de energía y potencia contratada (BT2 y AT2) o demanda máxima leída (BT3 y AT3). Se mantienen sin cambios en sus condiciones de aplicación, con los siguientes ajustes:

- Se incorporó el Cargo de Único Transmisión por aplicación de la Ley 20.936,
- Se separó los cargos en sus componentes de Generación y Distribución.

En la tabla siguiente se incluye el detalle de los cargos considerados en estas tarifas.

Tabla 58: Cargos Tarifas BT2, AT2, BT3 y AT3

Cargo	Componente	BT2 y AT2	BT3 y AT3
Cargo Fijo ($/mes)		CFES	CFDS
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT	
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	PNE	
	Distribución	(PE-1)x PNE	
Cargo por Potencia Presente en Punta ($/kW/mes)	Generación	FNPP x PNP	
	Distribución	FNPP x (PP – 1) x PNP + FDPP x CD	
Cargo por Potencia Parcialmente Presente en Punta ($/kW/mes)	Generación	FNDP x PNP	
	Distribución	FNDP x (PP – 1) x PNP + FDDP x CD	

Donde:

- **CFES:** Cargo Fijo para cliente con medidor simple de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CFDS:** Cargo Fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CUT:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **FNPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNPPB, AT: FNPPA)
- **FDPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDPPB, AT: FDPPA)

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **FNDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNDPB, AT: FNDPA)
- **FDDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDDPB, AT: FDDPA)
- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
    - **PEAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PEBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **CD:** Costo de distribución en el nivel de tensión de suministro (CDAT o CDBT). Se expresa en $/kW/mes.
- **PNE:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, sin distinción de bloque horario. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kWh.
- **PNP:** Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Potencia que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kW/mes.

Facturación:

- **Cargo Fijo:** Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

- **Cargo Único por Transmisión:** Se obtiene multiplicando el consumo total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT).

- **Cargo por Energía:** Se determina como el producto de los kWh de consumo total por su precio unitario.

- **Cargo por Potencia:** Aplicable a los clientes según su clasificación como Presente en Punta o Parcialmente Presente en Punta. Se consideran como Presente en Punta si el cuociente entre el consumo promedio de energía en las horas de punta y la demanda máxima leída (AT3 y BT3) o potencia contratada (BT2 y AT2) es mayor o igual a 0,5. En caso contrario, corresponden a clientes Parcialmente Presentes en Punta, a excepción de, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, dicho cuociente es superior a 0,85 sobre 5 días hábiles al mes.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

El cargo por potencia se obtiene como el producto del precio unitario del Cargo por Potencia Presente en Punta o del Cargo por Potencia Parcialmente Presente en Punta, por los kW de potencia determinados de la siguiente forma:

- **BT2 y AT2:** Contratados
- **BT3 y AT3:** Para cada mes, se determina como el mayor valor entre:
  - Se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.
  - 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

  Se entenderá como demanda máxima leída del mes, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

e. BT4 y AT4

Estas opciones tarifarias están destinadas a clientes con medidor simple de energía, con registros diferenciados de potencia contratada o demanda máxima leída respecto de la potencia contratada o demanda máxima leída en horas de punta del sistema. Se distinguen las siguientes tres modalidades de medición:

- **BT4.1 y AT4.1:** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- **BT4.2 y AT4.2:** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- **BT4.3 y AT4.3:** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

Se considera la no incorporación de nuevos clientes a las tarifas BT4.1, BT4.2, AT4.1 y AT4.2, producto de que:

- Los avances tecnológicos han generado una reducción de los precios de los equipos de medida, con lo que no resulta atractivo para los clientes que optan

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

por diferenciar su consumo en las horas punta del sistema del resto del período, de potencias contratadas en vez de potencias leídas.

- En el período 2008 – 2014, tanto la cantidad de clientes como el consumo promedio por cliente registraron tasas de crecimiento promedio negativas.

En la tabla siguiente se incluye el detalle de los cargos considerados en estas tarifas.

Tabla 59: Cargos Tarifas BT4 y AT4

Cargo	Componente	BT4.1 y AT4.1	BT4.2 y AT4.2	BT4.3 y AT4.3
Cargo Fijo ($/mes)		CFES	CFDS	CFHS
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT		
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	PNE		
	Distribución	(PE-1)x PNE		
Cargo por Potencia en Horas de Punta ($/kW/mes)	Generación	FNPP x PNP		
	Distribución	**BT**: FNPPB x (PP – 1) x PNP + FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT – PMPBT x CDAT) **AT**: FNPPA x (PP – 1) x PNP + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT		
Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta ($/kW/mes)	Distribución	**BT:** FDFPB x (CDBT – PMPBT x CDAT) **AT:** FDFPA x CDAT		

Donde:

- **CFES:** Cargo Fijo para cliente con medidor simple de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CFDS:** Cargo Fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CFHS:** Cargo Fijo para cliente con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CUT:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **FNPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNPPB, AT: FNPPA)
- **FDPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDPPB, AT: FDPPA)
- **FNDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNDPB, AT: FNDPA)
- **FDDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDDPB, AT: FDDPA)

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
    - **PEAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PEBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PMPBT:** en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.
- **CDBT:** Costo de distribución en baja Tensión. Se expresa en $/kW/mes.
- **CDAT:** Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en $/kW/mes.
- **PNE:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, sin distinción de bloque horario. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kWh.
- **PNP:** Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Potencia que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kW/mes.

Facturación:

- **Cargo Fijo:** Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

- **Cargo Único por Transmisión:** Se obtiene multiplicando el consumo total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT).

- **Cargo por Energía:** Se determina como el producto de los kWh de consumo total por su precio unitario.

- **Cargo por Potencia en Horas de Punta:** Se obtiene como el producto del precio unitario del Cargo por Potencia en Horas de Punta, por los kW de potencia determinados de la siguiente forma:

    - **BT4.1 y AT4.1:** Potencia Contratada en Horas de Punta del Sistema
    - **BT4.2, BT4.3, AT4.2 y AT4.3:**
        - Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará, al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente.

  Se entenderá como demanda máxima leída del mes, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo. La reprogramación de los equipos de medida por cambio de hora oficial será de responsabilidad y cargo del cliente.

- **Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta:** Se determina como el producto del precio unitario del Cargo por Potencia Fuera de Horas de Punta, por los kW de potencia determinados de la siguiente forma:

  - **BT4.1, AT4.1, BT4.2 y AT4.2:** Potencia Contratada Fuera de Horas de Punta del Sistema
  - **BT4.3 y AT4.3:** El Promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

    Se entenderá como demanda máxima leída del mes, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo. La reprogramación de los equipos de medida por cambio de hora oficial será de responsabilidad y cargo del cliente.

f. BT5 y AT5

Esta opción tarifaria se encuentra dirigida a clientes no residenciales. Dispone de las siguientes características:

- Precios de energía diferenciados según bloques de consumo horarios, en línea con las últimas Licitaciones de Suministro de las Empresas Distribuidoras, y que permite traspasar al cliente la señal del costo para el Sistema, que significa su consumo en una hora determinada.

- Para la determinación de las unidades físicas de potencia en horas de punta a facturar, se considera el promedio de los 52 mayores registros del cliente en las horas de punta del sistema. Esto permite disminuir el pago de potencia en horas de punta a clientes con consumos no continuos en horas de punta, riego por ejemplo,

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

dado que el promedio incluye 52 registros en vez de los 2 considerados en dicho cálculo en las tarifas 4.2 y 4.3.

- Para el pago de los costos de distribución, se utiliza el promedio de las dos demandas máximas del cliente, lo que refleja el uso que realiza de las instalaciones de la empresa distribuidora.

Para optar a esta tarifa, se requiere disponer de un equipo de medida que permita obtener:

- Energía consumida en cada uno de los bloques horarios
- 52 demandas máximas en horas de punta al año
- 2 demandas máximas del sistema de distribución

La reprogramación de los equipos de medida por cambio de hora oficial será de responsabilidad y cargo del cliente.

En la tabla siguiente se incluye el detalle de los cargos considerados en esta tarifa. Se encuentra disponible para clientes conectados a red BT y AT.

Tabla 60: Cargos Tarifas BT5 y AT5

Cargo	Componente	BT5 y AT5
Cargo Fijo ($/mes)		CFHS
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	PNE*
	Distribución	(PE – 1)x PNE*
Cargo por demanda en Horas de Punta ($/kW/mes)	Generación	PNP x FNT5
	Distribución	(PP-1) x PNP x FNT5
Cargo por demanda Máxima Distribución ($/kW/mes)	Distribución	FDT5 x CD+PPD x PNP

Donde:

- **CFHS:** Cargo Fijo para cliente con medidor horario de energía. Se expresa en $/cliente/mes.
- **CUT:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **FNT5:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa T5 presentes en las horas de punta del Sistema, en el nivel de tensión de Suministro. (BT:FNT5B, AT: FNT5A)
- **FDT5:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa T5 presentes en las horas de punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión de Suministro. (BT:FDT5B, AT: FDT5A)

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
    - **PEAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PEBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PPD:** Factor de diferencia de pérdidas de potencia entre la demanda máxima de la distribuidora y la demanda en horas de punta, en el nivel de tensión de suministro.
    - **PPDAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PPDBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **CD:** Costo de distribución en el nivel de tensión de suministro (CDAT o CDBT). Se expresa en $/kW/mes.
- **PNE*:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, con distinción de bloque horario. Se expresa en $/kWh.
- **PNP:** Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. Se expresa en $/kW/mes.

Facturación:

- **Cargo Fijo:** Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

- **Cargo Único por Transmisión:** Se obtiene multiplicando el consumo total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT).

- **Cargo por Energía:** Se obtiene como el producto de los kWh consumidos en cada bloque horario por su precio unitario correspondiente.

- **Cargo por Demanda en Horas de Punta:** Se determina al multiplicar la Demanda en Horas de Punta por su precio unitario correspondiente. La Demanda en Horas de Punta se obtiene como el promedio de las 52 demandas máximas del cliente en las Horas de Punta del Sistema dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos.

  Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Cargo por Demanda Máxima Distribución:** Se determina al multiplicar la Demanda Máxima Distribución por su precio unitario correspondiente. La Demanda Máxima Distribución se obtiene como el promedio de las 2 demandas máximas del cliente dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos.

  Este cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

g. Tarifas de Inyección Residencial

Según lo señalado en el Art 1° del DS 71 de 2014, del Ministerio de Energía, estas opciones tarifarias aplican a "*los Usuarios o Clientes Finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de Equipamiento de Generación de energía eléctrica por* ***medios renovables no convencionales*** *o de* ***instalaciones de cogeneración eficiente****, que hagan uso de su derecho a inyectar los excedentes de energía que de esta forma generen a la* ***red de distribución*** *a través de los* ***respectivos empalmes****, cuya* ***Capacidad Instalada no supere los 100 kilowatts*** *y cumplan los demás requisitos establecidos en la Ley y en el presente reglamento*"

Adicionalmente, en los Artículos 37° a 39° señala que las inyecciones deben valorizarse al precio de nudo a nivel de distribución, considerando el ahorro de pérdidas para la empresa Distribuidora, asociadas a la opción tarifaria del cliente final.

Cabe mencionar que, en la estructura tarifaria propuesta, para cumplir con la separación de los cargos de Transmisión indicados en la Ley 20.936, se incluyen por separado el precio de nudo a nivel troncal y la totalidad de los costos de los sistemas de transmisión agrupados en un solo cargo de Transmisión. No obstante lo anterior, el precio de nudo a nivel de distribución considera la adición del precio de nudo a nivel troncal, los cargos por transmisión zonal y dedicada que correspondan, siendo éstos últimos un subconjunto del Cargo Único por Transmisión indicado en los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936.

En base a lo anterior, para valorizar los excedentes inyectados por los Generadores Residenciales, se consideran los cargos incluidos en la tabla siguiente:

Tabla 61: Cargos Inyección Residencial Según Opción Tarifaria Cliente Final

Cargo	Componente	TR1, BT1, BT2, BT3, BT4, AT2, AT3, AT4	TR2, BT5, AT5
Cargo Único por Transmisión ($/kW/mes)	Transmisión	CUT*	
Cargo por energía ($/kWh)	Generación	PNE	PNE*
	Distribución	(PE-1)x PNE	(PE – 1)x PNE*

Donde:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **CUT*:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936, considerando las componentes Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada que correspondan. Se expresa en $/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
    - **PEAT,** para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
    - **PEBT,** para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PNE:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, sin distinción de bloque horario. En los Sistemas Medianos corresponde al Precio de Nudo de Energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al cliente final. Se expresa en $/kWh.
- **PNE*:** Precio de nudo promedio de energía en nivel troncal, con distinción de bloque horario. Se expresa en $/kWh.

Facturación:

- **Cargo Único por Transmisión:** Se obtiene multiplicando la inyección total de energía por el Cargo Unitario de Transmisión (CUT*).

- **Cargo por Energía:**
    - **TR1, BT1, BT2, BT3, BT4, AT2, AT3, AT4:** Se determina como el producto de los kWh inyectados totales por su precio unitario.
    - **TR2, BT5, AT5:** Se obtiene como el producto de los kWh inyectados en cada bloque horario por su precio unitario correspondiente.

h. Peajes de Distribución

El inciso segundo del Artículo 120° de la Ley 20.936 señala que:

"*Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un* ***peaje igual al valor agregado de distribución*** *vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica,* ***ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente****, el* ***precio final*** *resultará i****gual*** *al que pagarían si se les aplicara las* ***tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona****."*

En base a lo anterior, en la estructura señalada para las tarifas BT2, BT3, BT4, BT5, AT2, AT3, AT4 y AT5, al cliente de peaje le corresponden las mismas condiciones

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

de aplicación y el pago a la empresa distribuidora de los siguientes cargos según la opción tarifaria:

- Cargo Fijo
- Componente de distribución del cargo por energía.
- Componente de distribución del (los) cargo (s) por potencia.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

8. COMPARACIÓN PRECIOS MEDIOS Y RECAUDACIÓN EMPRESA DISTRIBUIDORA

El objetivo del modelo desarrollado es comparar el precio medio para una cuenta tipo con las opciones tarifarias propuestas, respecto de las tarifas existentes, de modo de evaluar la conveniencia para los clientes de optar por una tarifa en particular. Adicionalmente, se requiere determinar los efectos en la recaudación del valor agregado de distribución asociados a la modificación del pliego tarifario.

El modelo considera los siguientes parámetros:

- ***Cargos tarifarios a cliente final vigentes al 31/12/2015***, determinados con el modelo de cálculo de precios utilizado en el Capítulo 3, con factores de sectorización iguales a 1 y desglosados según las componentes de Generación, Transmisión y Distribución. Para la componente de Generación, se moduló el Precio de Nudo Promedio del modo detallado a continuación.

- ***Precio de Nudo Promedio***[65], obtenido para cada empresa distribuidora según la ponderación de la energía por su correspondiente precio contratado en cada uno de sus contratos de suministro vigentes. Se incluyó los resultados del proceso 2015/01, recientemente adjudicados. Los precios se refirieron a Polpaico 220 kV, con los factores de modulación del Decreto 5T/2016. En los gráficos siguientes se incluye para el total de la industria, la comparación entre los Precios Promedio de cada uno de los Bloques y la Energía Adjudicada. Para la indexación del Precio de Nudo Promedio, se utilizó la proyección de los precios de combustibles incluida en el Informe Técnico de Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al Decreto 5T/2016. Para el CPI se utilizó un crecimiento anual de 0,73%, que corresponde al del año 2015. Los valores indicados como Sin Discriminación Horaria, contienen todos los contratos que no corresponden a los bloques A, B y C con diferenciación de período de consumo.

[65] Detalle del cálculo en archivo Modulación PNP

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 41: Evolución Precio de Nudo Promedio Total Empresas Distribuidoras (USD/MWh)

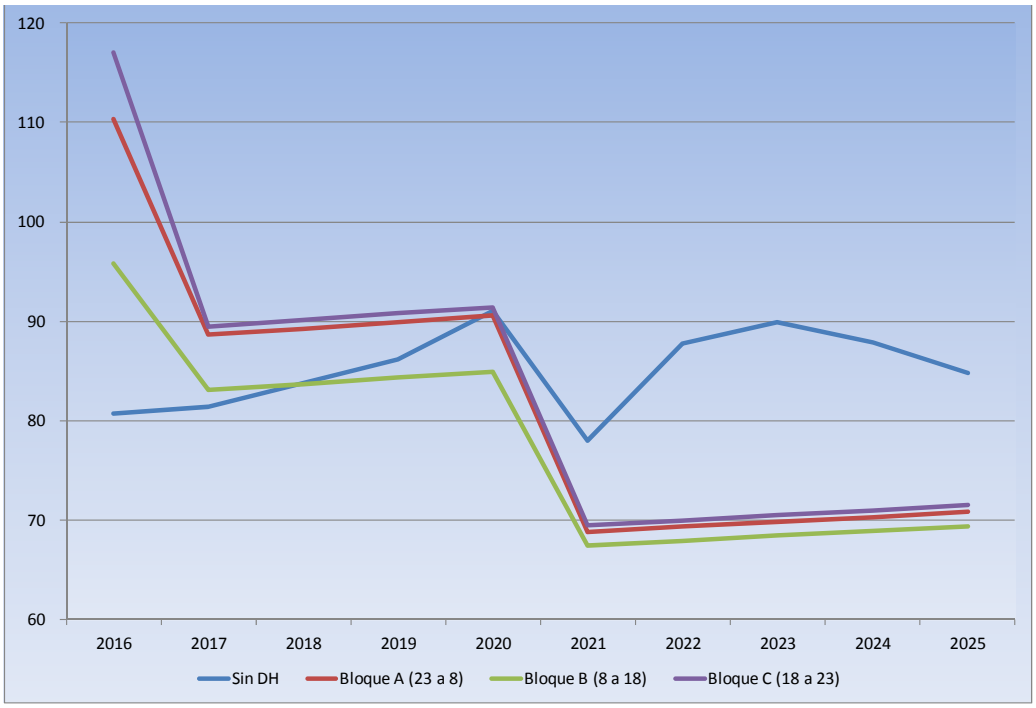
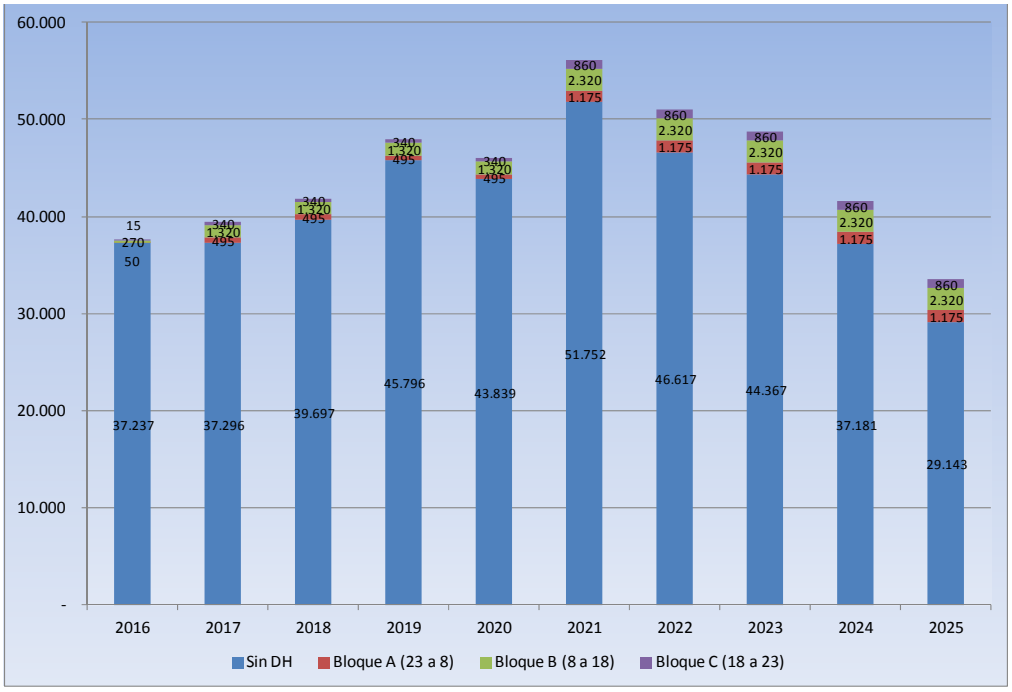


Gráfico 42: Energía Contratada Total Empresas Distribuidoras (GWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

En los gráficos anteriores se observa que:

- El Bloque B registra el menor Precio Promedio, a excepción de los años 2016 y 2017, donde sólo se encuentran operando los contratos correspondientes a los procesos de licitación 2013/03-2 y 2015/02, con precios mayores a los adjudicados en el proceso 2015/01.

- Del año 2021 en adelante, los mayores precios los registran los contratos sin discriminación horaria, producto de los valores históricos con su indexación correspondiente. El año 2021 se registra un descenso por la entrada en operación de los bloques sin discriminación horaria adjudicados en el proceso 2015/01.

- La diferencia de precios entre los bloques A y C promedio del período 2017 – 2025 es de 0,75 USD/MWh.

- Del año 2021 en adelante no se registran diferencias considerables en los precios promedio de los bloques A, B y C, manteniéndose el B como el de menor valor.

En el modelo, para determinar los precios de nudo de energía a aplicar a los bloques con discriminación horaria de las tarifas TR2, BT5 y AT5, se determinó un factor multiplicativo sobre el Precio de Nudo Equivalente vigente en diciembre 2015. Dicho factor se determinó para cada empresa distribuidora, en base a los precios del año 2021, de la siguiente forma:

- Para cada bloque (A, B y C), se calculó el cuociente entre el precio promedio del bloque y el precio promedio de la empresa considerando todos los contratos.

- Para los bloques A y B se mantuvo el valor anterior. El precio del Bloque C se determinó de modo que el producto de los precios por los porcentajes de demanda por bloque horario sea igual a 1. Los porcentajes de distribución de demanda por bloque son los incluidos en el Informe de Licitaciones 2016, para cada una de las empresas distribuidoras.

- **Consumos de Energía y Potencias Facturadas**, para la evaluación de los precios promedio tipo a comparar entre las distintas opciones tarifarias. Como información fuente, se utilizaron los consumos informados por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N° 431, agrupados por opción tarifaria según el tamaño de la empresa, con el criterio de clasificación del capítulo 5. Para cada caso se seleccionaron los siguientes casos: percentil 05, media y percentil 95.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Distribución del consumo de Energía por bloque horario,** a partir de las curvas de carga procesadas en el Capítulo 4 (4.3), para las opciones BT1a, BT4.3 y AT4.3, que serán homologadas a las tarifas TR2, BT5 y AT5, respectivamente. La tabla siguiente muestra los factores de distribución de consumo utilizados.

Tabla 62: Distribución Consumo de Energía Horario

Opcion Tarifaria	Tipo Consumo	23:00 - 07:59	08:00 - 17:59	18:00 - 22:59
BT1 (TR2)	Intensivo en HP	34%	33%	33%
	Intensivo Fuera de HP	25%	58%	16%
BT43 (BT5)	Intensivo en HP	36%	32%	32%
	Intensivo Fuera de HP	24%	63%	13%
AT43 (AT5)	Intensivo en HP	37%	35%	28%
	Intensivo Fuera de HP	31%	58%	11%

- **Factor de carga nuevas opciones tarifarias**, a partir de las curvas de carga procesadas en el Capítulo 4 (4.3), para las opciones BT1a, BT4.3 y AT4.3, que serán homologadas a las tarifas TR2, BT5 y AT5, respectivamente. La tabla siguiente muestra los factores de carga calculados. En el caso de las tarifas BT5 y AT5 se aplicó la razón entre P_2_MAX_HP y P_52MAX_HP, a las potencias facturadas de las tarifas BT4.3 y AT4.3, respectivamente.

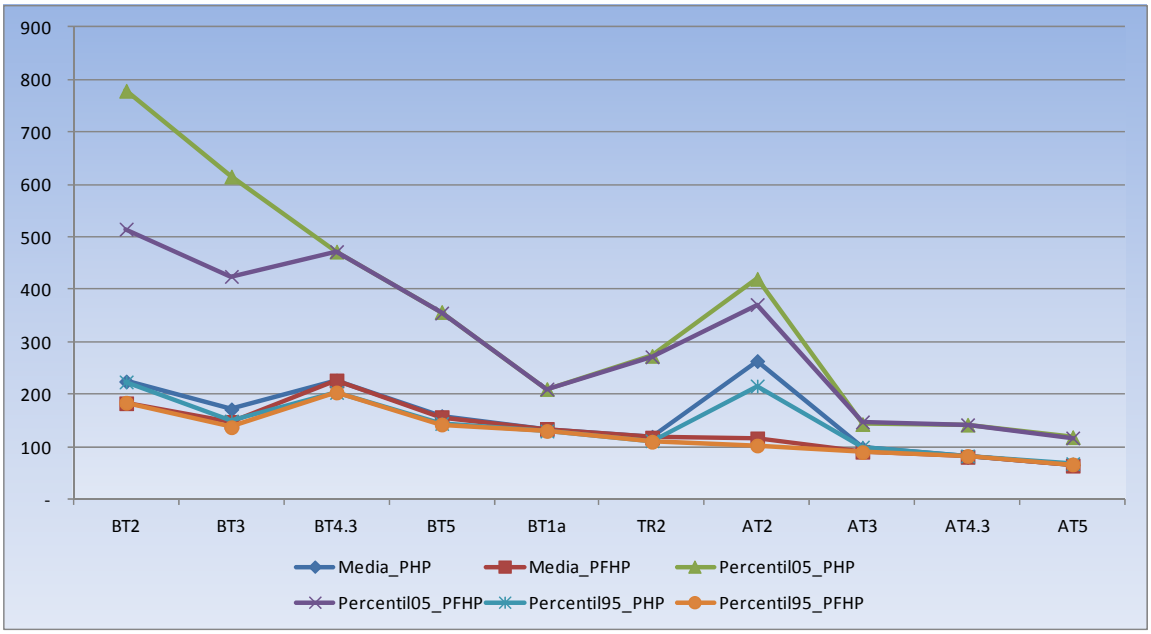
Tabla 63: Factor de Carga Nuevas Opciones Tarifarias

Opcion Tarifaria	P_2MAX	P_2MAX_HP	P_52MAX_HP
BT1A (TR2)	13%	15%	27%
BT4.3 (BT5)	38%	34%	58%
AT4.3 (AT5)	51%	50%	68%

En el gráfico siguiente se muestran los precios medios obtenidos para las distintas opciones tarifarias en los escenarios analizados. Para el gráfico, se valorizó los consumos de cada empresa con sus precios correspondientes y se realizó posteriormente el promedio simple por tarifa.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 43: Comparación Precios Medios ($/kWh dic 2015)



Al respecto, cabe mencionar que:

- Los mayores valores por nivel de tensión los registran las tarifas con pago de potencia contratada y percentil 05, consistente con registrar un bajo factor de carga.

- No hay diferencias significativas en los casos con pago de potencia fuera de horas de punta, para los niveles de consumo medio y percentil 95.

- TR2 registra un menor precio que BT1a, a excepción de los casos con percentil 05.

- BT5 y AT5, resultaron siempre más baratas que BT4.3 y AT4.3, respectivamente, debido a la modulación del precio de la energía y a la disminución de la potencia facturada en horas de punta.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

ANEXO 1: Desglose Cargos Tarifarios Clientes Regulados

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
BT1a	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT1a	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT1a	CU ($/kWh)	CU	CU
BT1a	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT1a	Energía Base ($/kWh)	E. Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	E. Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	E. Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	E. Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	E. IVA	IVA
BT1a	Energía Base ($/kWh)	P. Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	P. Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	P. Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Base ($/kWh)	P. Distribución (VAD)	VAD
BT1a	Energía Base ($/kWh)	P. IVA	IVA
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	E. Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	E. Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	E. Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	E. Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	E. IVA	IVA
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	P. Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	P. Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	P. Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	P. Distribución (VAD)	VAD
BT1a	Energía Invierno ($/kWh)	P. IVA	IVA
BT1b	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT1b	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT1b	CU ($/kWh)	CU	CU
BT1b	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT1b	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1b	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT1b	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT1b	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1b	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT1b	Potencia Base ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1b	Potencia Base ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT1b	Potencia Base ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
BT1b	Potencia Base ($/kWh)	Distribución (VAD)	VAD
BT1b	Potencia Base ($/kWh)	IVA	IVA
BT1b	Potencia Invierno ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT1b	Potencia Invierno ($/kWh)	Subtransmisión	Nudo
BT1b	Potencia Invierno ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT1b	Potencia Invierno ($/kWh)	IVA	IVA
BT2	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT2	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT2	CU ($/kWh)	CU	CU
BT2	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT2	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT2	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT2	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT2	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT2	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT2	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT2	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT2	PHP ($/kW)	IVA	IVA
BT2	PFHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT2	PFHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT2	PFHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT2	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT2	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
BT3	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT3	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT3	CU ($/kWh)	CU	CU
BT3	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT3	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT3	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT3	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT3	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT3	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT3	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT3	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
BT3	PHP ($/kW)	IVA	IVA
BT3	PFHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT3	PFHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT3	PFHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT3	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT3	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.1	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT4.1	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT4.1	CU ($/kWh)	CU	CU
BT4.1	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.1	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT4.1	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT4.1	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT4.1	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.1	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.1	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
BT4.1	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
BT4.1	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.1	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.1	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT4.1	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT4.1	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.1	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.1	PHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.2	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT4.2	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT4.2	CU ($/kWh)	CU	CU
BT4.2	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.2	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT4.2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT4.2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT4.2	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.2	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.2	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
BT4.2	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
BT4.2	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.2	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.2	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
BT4.2	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT4.2	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.2	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.2	PHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.3	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
BT4.3	CF ($/clte)	IVA	IVA
BT4.3	CU ($/kWh)	CU	CU
BT4.3	CU ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.3	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT4.3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
BT4.3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
BT4.3	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.3	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
BT4.3	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
BT4.3	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
BT4.3	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.3	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
BT4.3	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
BT4.3	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
BT4.3	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
BT4.3	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
BT4.3	PHP ($/kW)	IVA	IVA
AT2	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
AT2	CF ($/clte)	IVA	IVA
AT2	CU ($/kWh)	CU	CU
AT2	CU ($/kWh)	IVA	IVA
AT2	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
AT2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
AT2	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT2	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
AT2	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT2	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT2	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT2	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT2	PHP ($/kW)	IVA	IVA
AT2	PFHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT2	PFHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
AT2	PFHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT2	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT2	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
AT3	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
AT3	CF ($/clte)	IVA	IVA
AT3	CU ($/kWh)	CU	CU
AT3	CU ($/kWh)	IVA	IVA
AT3	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
AT3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
AT3	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT3	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
AT3	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT3	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT3	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT3	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT3	PHP ($/kW)	IVA	IVA
AT3	PFHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT3	PFHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT3	PFHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT3	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT3	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.1	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
AT4.1	CF ($/clte)	IVA	IVA
AT4.1	CU ($/kWh)	CU	CU
AT4.1	CU ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.1	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.1	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
AT4.1	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
AT4.1	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT4.1	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.1	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
AT4.1	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
AT4.1	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.1	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.1	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.1	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT4.1	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Cargo	Componente	Tipo_Componente
AT4.1	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.1	PHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.2	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
AT4.2	CF ($/clte)	IVA	IVA
AT4.2	CU ($/kWh)	CU	CU
AT4.2	CU ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.2	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
AT4.2	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
AT4.2	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT4.2	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.2	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
AT4.2	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
AT4.2	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.2	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.2	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.2	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT4.2	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT4.2	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.2	PHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.3	CF ($/clte)	Cargo Fijo	CF
AT4.3	CF ($/clte)	IVA	IVA
AT4.3	CU ($/kWh)	CU	CU
AT4.3	CU ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.3	Energía ($/kWh)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (Pérdidas)	Nudo
AT4.3	Energía ($/kWh)	Subtransmisión (VASTx)	Nudo
AT4.3	Energía ($/kWh)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT4.3	Energía ($/kWh)	IVA	IVA
AT4.3	PFHP ($/kW)	Generación	Nudo
AT4.3	PFHP ($/kW)	Subtransmisión	Nudo
AT4.3	PFHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.3	PFHP ($/kW)	IVA	IVA
AT4.3	PHP ($/kW)	Generación (Compra Troncal)	Nudo
AT4.3	PHP ($/kW)	Subtransmisión (Pérdidas+VASTx)	Nudo
AT4.3	PHP ($/kW)	Distribución (Pérdidas)	Nudo
AT4.3	PHP ($/kW)	Distribución (VAD)	VAD
AT4.3	PHP ($/kW)	IVA	IVA

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

ANEXO 2: Validación Modelo Cargos Tarifarios

El análisis realizado consideró en primera instancia la determinación de los ingresos reales percibidos por las empresas, a partir de las ventas físicas informadas por las empresas en los Ingresos de Explotación (Clientes Regulados, No Regulados, EEDD y Peajes que usen el sistema de distribución) y los cargos tarifarios determinados según los decretos tarifarios vigentes en el período. Las ventas se determinaron como el producto de las ventas físicas con sus correspondientes cargos tarifarios.

A continuación, y de modo de validar el cálculo realizado, se procedió a comparar los valores monetarios estimados con los informados por las empresas distribuidoras en el mismo proceso de Ingresos de Explotación, observándose diferencias entre ambos montos debido principalmente a que el modelo considera la aplicación de las tarifas vigentes, mientras que las empresas estuvieron sujetas a reliquidaciones posteriores. Lo anterior es relevante principalmente por la aplicación del DS 14/2012, que si bien en el modelo fue utilizado desde su entrada en vigencia el año 2011, los decretos para su reliquidación fueron publicados desde noviembre 2014, por lo que las empresas no los incluyeron en su facturación mensual informada[66]. Cabe mencionar que, la aplicación del DS 14/2012 trajo consigo los siguientes cambios:

- La eliminación de la señal de localización al interior de cada Sistema de Subtransmisión que se encontraba presente en el DS 320/2008, que para algunas empresas implicaba precios de nudo equivalentes superiores a los medios del Sistema, como es el caso de ELECDA en el SIC, que sólo incluye a Tal Tal.
- El traspaso del pago por VASTx asignado a energía y potencia (DS 320/2008) a sólo energía (DS 1T/2012). La aplicación paulatina de este cambio de asignación desde enero 2011 a octubre 2013 se ve reflejado en la obtención en el modelo de mayores precios de energía y menores de potencia respecto de los informados por las empresas bajo el régimen del DS 320/2008.

Respecto a las diferencias registradas en los cargos fijos, se presentan casos en los que unidades físicas de cargos fijos no registran unidades monetarias asociadas o éstas son menores al producto por el valor tarifario correspondiente, pudiendo deberse a errores en la información entregada en Ingresos de Explotación o bien a tarifas especiales ofrecidas por las empresas, homologadas a las solicitadas por SEC, y que registran descuentos en el cobro del cargo fijo.

[66] Plan de Cuentas SEC indica que: "se deberá informar lo efectivamente facturado de manera tal que los antecedentes entregados reflejen lo realmente ocurrido durante el período que se informa".

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

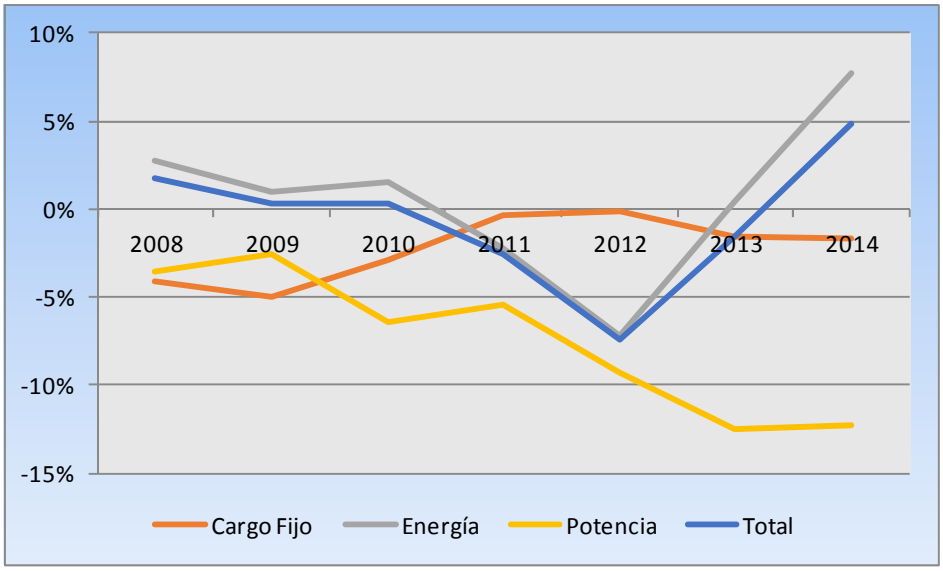
En la tabla siguiente se ilustran las diferencias registradas para la totalidad de las empresas, desglosadas por tipo de cargo. A continuación, en el gráfico se muestran las diferencias porcentuales para cada tipo de cargo. Se muestran por separado los siguientes casos:

- Totalidad de las ventas, incluyendo clientes regulados, peajes de distribución, clientes no regulados y empresas distribuidoras.
- Clientes regulados, de modo de eliminar las distorsiones por la valorización de los clientes no regulados y empresas distribuidoras con tarifa AT4.3

Tabla 64: Ingresos Anuales Industria Ventas Totales Simuladas - Informadas (MM$ dic 2014)[67]

Año	2008[68]	2009[69]	2010	2011	2012	2013	2014
Cargo Fijo	-2.545	-2.939	-1.676	-185	-76	-884	-1.015
Energía	66.587	23.704	34.905	-50.073	-141.218	8.531	178.595
Potencia	-13.433	-10.348	-24.633	-20.213	-33.612	-45.160	-45.375
Total	50.609	10.416	8.595	-70.471	-174.906	-37.513	132.205

Gráfico 44: Diferencias Porcentuales Valorización por Cargo Ventas Totales



[67] Para el análisis se homologó los clientes no regulados y la venta a otras empresas distribuidoras a la tarifa regulada AT4.3, por disponer de demandas leídas en punta - fuera de hora de punta y una facturación menor en caso que la demanda en punta sea menor que fuera de horas de punta, que es lo usual en este tipo de clientes.

[68] CRELL se simuló desde noviembre 2008 en adelante, por no existir en el Decreto 276/2004.

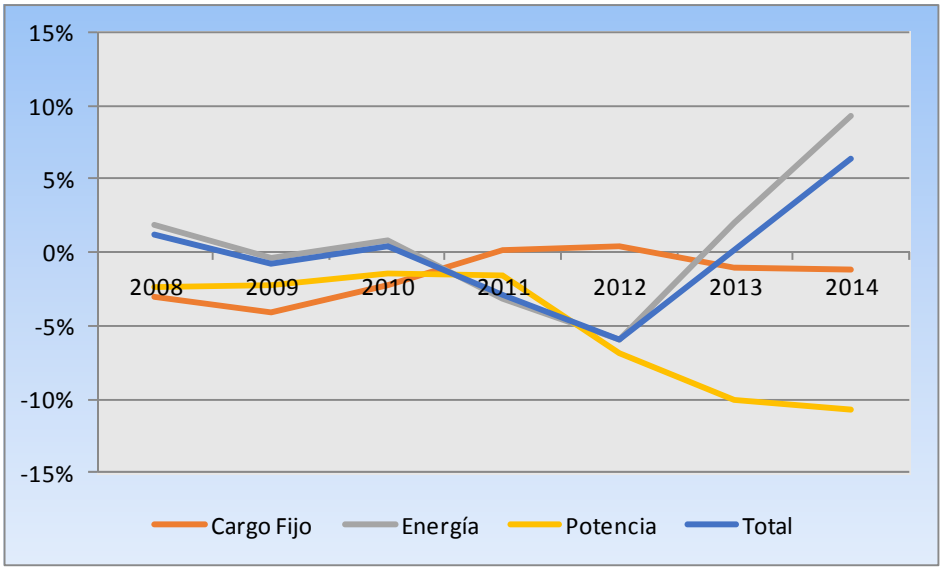
[69] Considera para CEC lo informado en el año 2008, dado que el 2009 informó como unidades físicas los valores monetarios.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 65: Ingresos Anuales Industria Ventas Clientes Regulados Simuladas - Informadas (MM$ dic 2014)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cargo Fijo	-1.867	-2.401	-1.271	99	214	-595	-716
Energía	39.888	-9.720	17.071	-65.199	-107.569	36.779	205.267
Potencia	-7.852	-8.027	-4.800	-5.495	-23.118	-34.112	-36.987
Total	30.169	-20.148	11.001	-70.595	-130.473	2.072	167.564

Gráfico 45: Diferencias Porcentuales Valorización por Cargo Ventas Clientes Regulados



A nivel total, si se comparan las diferencias detectadas en ambos casos por período se tiene que:

- Años 2008 a 2010, sin reliquidaciones por aplicación del DS 14/2012. Las diferencias resultan ser inferiores al 1,2% para las ventas a clientes regulados e inferiores al 1,8% en caso de las ventas totales. En particular los años 2009 y 2010 son inferiores al 0,8%.

- Años 2011 a 2012, con las reliquidaciones señaladas correspondientes al DS 14/2012, que generan diferencias de hasta un 7,38% para todas las ventas y un 5,92% para los clientes regulados.

- Años 2013 a 2014, con el efecto combinado de los sectores de nudo definidos según el DS 14/2012 y las reliquidaciones del DS 14/2012 y decretos de Precio de Nudo Promedio, donde la reducción por la aplicación del DS 14/2012 se ve contrarrestada con el incremento de los Precios de Nudo Promedio.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Adicionalmente, cabe mencionar que para todos los análisis realizados se utilizan los cargos tarifarios determinados con el modelo desarrollado, por lo que las comparaciones son sobre parámetros incorporados en el cálculo tarifario o bien corresponden a diferencias en unidades físicas, donde en ambos casos se emplean los mismos precios. La revisión del detalle de las diferencias por reliquidaciones históricas se encuentra fuera del alcance del presente estudio, producto de la metodología escogida para la determinación de los cargos tarifarios.

Producto de lo anterior y dado que las diferencias detectadas entre las ventas informadas por las empresas en Ingresos de Explotación y las simuladas resultan ser menores dadas las reliquidaciones registradas, se considera válida la aplicación de los cargos del modelo en los análisis realizados.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Anexo 3: Evolución Consumos y Precios Medios

El análisis consideró la evolución de la cantidad de cargos fijos y consumo de energía, para cada opción tarifaria regulada existente, según lo informado por las empresas distribuidoras anualmente en el proceso de Ingresos de Explotación. A continuación, se incluyen los resultados para cada una de las agrupaciones revisadas.[70]

a) Opción Tarifaria a nivel industria

Para el conjunto de empresas que entregaron información en Ingresos de Explotación, se revisaron los siguientes ítems:

- **Cargos Fijos**

En la tabla y gráfico siguientes se incluye la evolución de la cantidad de cargos fijos facturados en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las opciones tarifarias horarias 4.1 y 4.2.
- Un traspaso de clientes de la tarifa BT2PPP a la BT2PP.
- Por nivel de tensión, los mayores crecimientos se registran en las tarifas con medición de potencia en horas de punta y fuera de horas de punta (4.3), consistente con la baja de los precios de los equipos de medición.
- El 96,8% de los cargos fijos facturados corresponden a la tarifa BT1a. Al no considerar las tarifas BT1, el 42% lo registran en conjunto las tarifas BT2PP y BT3PP.

Tabla 66: Cantidad de Cargos Fijos Anuales y Crecimiento Promedio 2009 - 2014

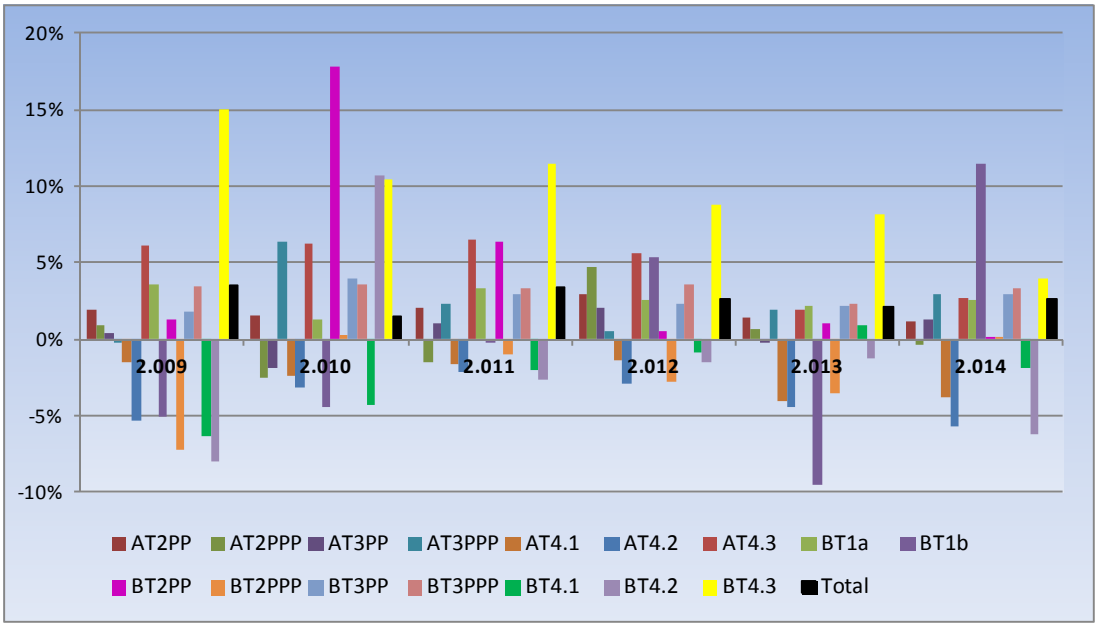
Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	48.167	49.104	49.870	50.893	52.393	53.154	53.763	1,8%
AT2PPP	122.733	123.868	120.695	118.848	124.443	125.344	124.910	0,3%
AT3PP	46.421	46.585	45.704	46.211	47.157	47.035	47.669	0,4%
AT3PPP	39.249	39.177	41.673	42.641	42.873	43.711	44.977	2,3%
AT4.1	14.384	14.168	13.829	13.607	13.426	12.889	12.399	-2,4%
AT4.2	9.362	8.862	8.582	8.394	8.152	7.795	7.353	-3,9%
AT4.3	215.686	228.972	243.285	259.234	273.830	279.214	286.594	4,9%
BT1a	58.852.071	60.977.504	61.774.357	63.850.218	65.520.754	66.978.633	68.718.985	2,6%
BT1b	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,6%

[70] En todos los escenarios se incluyó corrección informada por Grupo Saesa a los archivos entregados en proceso Ingresos de Explotación 2014.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

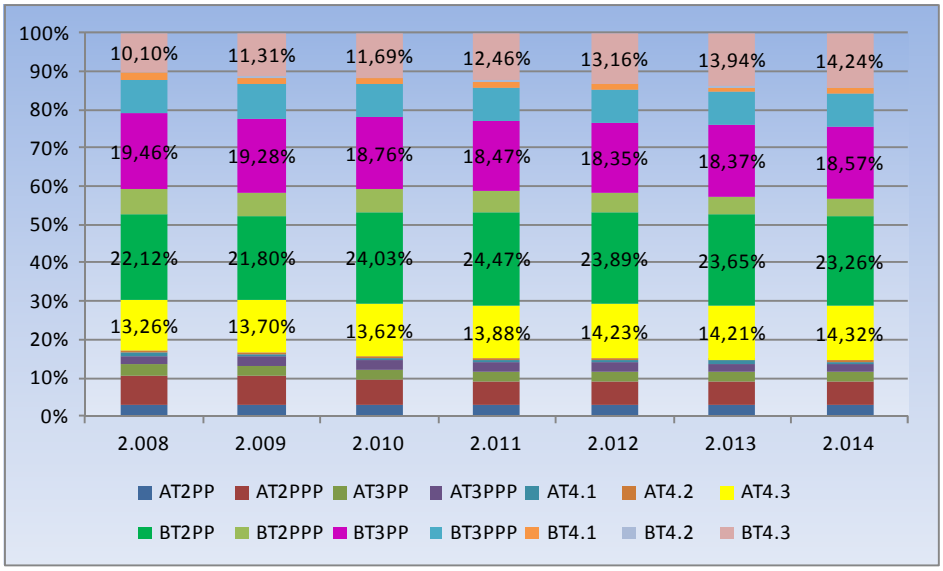
Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
BT2PP	359.787	364.319	429.407	456.961	459.624	464.672	465.306	4,4%
BT2PPP	110.510	102.588	102.922	101.931	99.097	95.599	95.798	-2,4%
BT3PP	316.526	322.188	335.116	344.938	353.138	361.007	371.591	2,7%
BT3PPP	144.754	149.673	154.955	160.031	165.730	169.590	175.187	3,2%
BT4.1	30.350	28.428	27.213	26.685	26.465	26.707	26.233	-2,4%
BT4.2	4.507	4.149	4.595	4.476	4.411	4.358	4.087	-1,6%
BT4.3	164.335	188.980	208.777	232.801	253.282	273.936	284.846	9,6%
Total	60.764.904	62.920.060	63.820.483	65.976.826	67.717.640	69.190.545	70.994.860	2,6%

Gráfico 46: Tasas de Crecimiento Anual Cargos Fijos Tarifa – Industria



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 47: Participación Cargos Fijos Opción Tarifaria sin BT1



- **Energía**

En la tabla y gráfico siguientes se incluye la evolución de la energía facturada en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

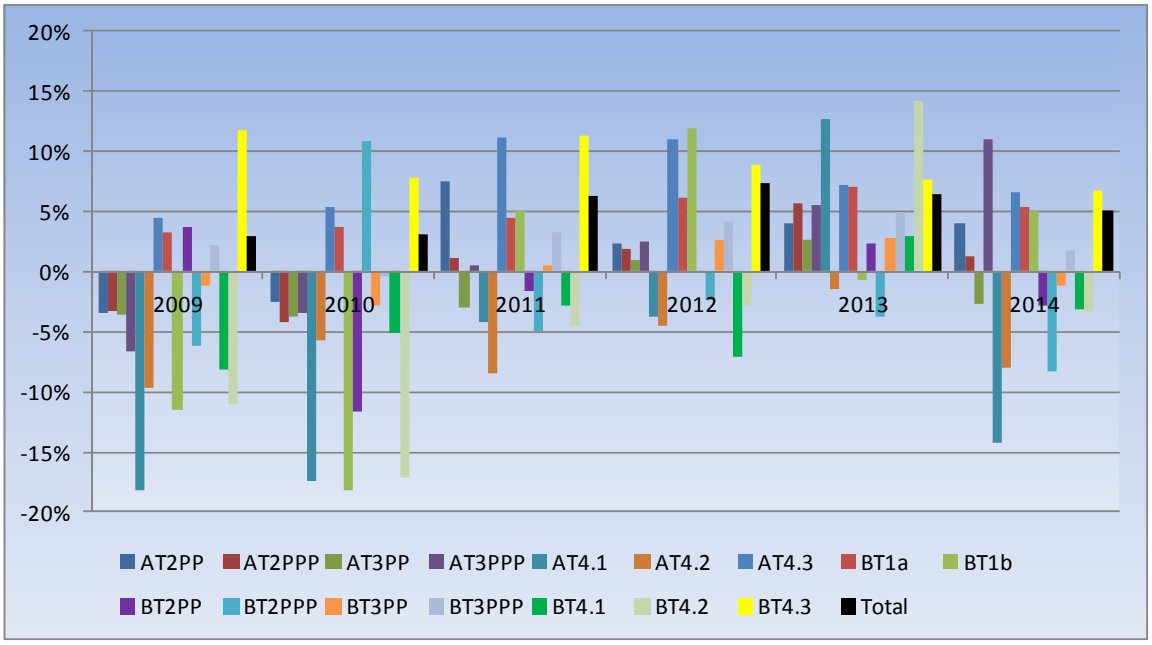
- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las opciones tarifarias horarias 4.1 y 4.2.
- En baja tensión, un crecimiento negativo para las tarifas BT2.
- Por nivel de tensión, los mayores crecimientos se registran en las tarifas con medición de potencia en horas de punta y fuera de horas de punta (4.3), consistente con la baja de los precios de los equipos de medición.
- Las tarifas AT4.3 y BT1a en conjunto totalizan alrededor del 80% de la energía vendida.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 67: Energía Facturada Anual - Tarifa (MWh) y Tasa de Crecimiento Promedio 2009 - 2014

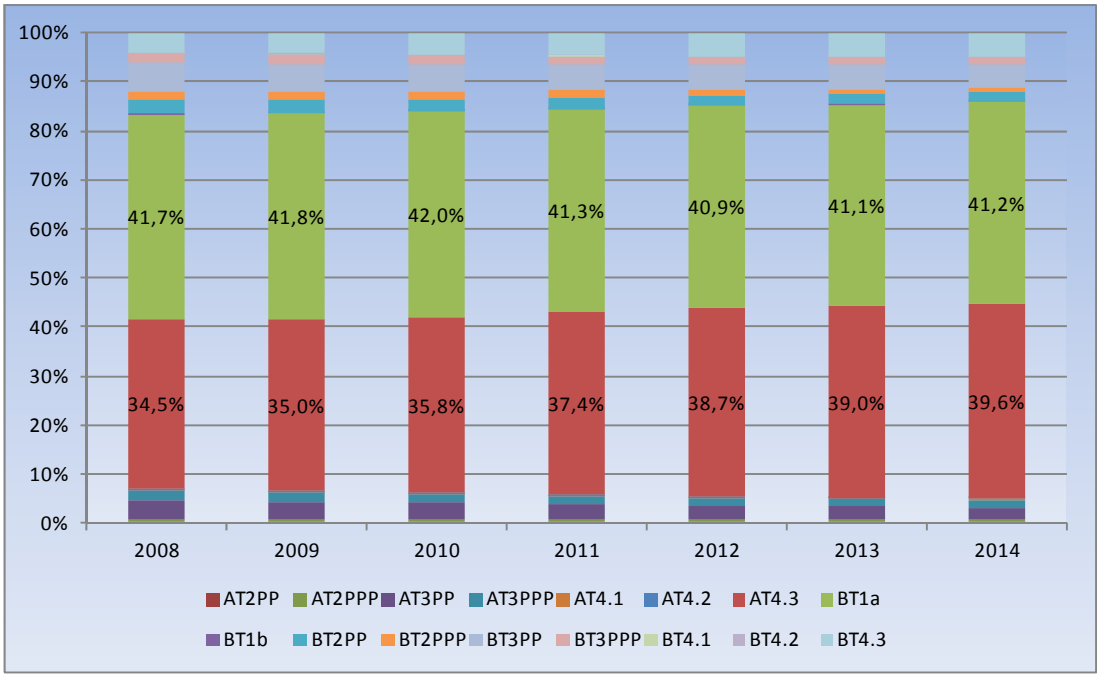
Tarifa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	76.145	73.552	71.735	77.083	78.926	82.126	85.469	1,94%
AT2PPP	114.481	110.709	106.010	107.186	109.224	115.452	116.997	0,36%
AT3PP	848.914	817.861	787.790	763.833	771.305	791.884	770.261	-1,61%
AT3PPP	427.825	399.519	385.762	387.690	397.117	419.041	464.950	1,40%
AT4.1	56.359	46.143	38.099	36.488	35.126	39.564	33.915	-8,12%
AT4.2	80.343	72.633	68.530	62.727	59.936	59.101	54.403	-6,29%
AT4.3	7.677.916	8.020.162	8.455.661	9.398.639	10.432.819	11.182.206	11.923.560	7,61%
BT1a	9.276.109	9.577.716	9.930.423	10.375.263	11.013.806	11.786.371	12.418.971	4,98%
BT1b	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-1,95%
BT2PP	644.477	668.392	590.146	580.218	579.976	593.251	576.566	-1,84%
BT2PPP	334.856	313.972	348.189	330.797	322.783	310.659	284.745	-2,67%
BT3PP	1.362.848	1.347.198	1.308.120	1.314.645	1.349.444	1.387.037	1.371.715	0,11%
BT3PPP	423.569	432.938	430.923	445.092	463.491	486.568	494.745	2,62%
BT4.1	39.084	35.907	34.057	33.104	30.755	31.653	30.674	-3,96%
BT4.2	15.676	13.941	11.550	11.024	10.720	12.243	11.842	-4,57%
BT4.3	870.066	972.329	1.047.724	1.166.142	1.270.021	1.367.520	1.459.641	9,01%
Total	22.259.492	22.912.558	23.622.562	25.098.166	26.934.663	28.673.824	30.108.070	5,16%

Gráfico 48: Tasas de Crecimiento Anual Energía Tarifa – Industria



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 49: Participación Energía Vendida Anual Por Tarifa



- **Ventas Medias**

Con la información de cargos fijos y energía precedentemente, se determinó el consumo promedio mensual para cada opción tarifaria como el cuociente entre la energía y la cantidad de cargos fijos, lo que permite visualizar tanto el consumo promedio de los clientes asociados a una tarifa como su evolución en el tiempo.

En la tabla y gráfico siguiente se incluye el consumo promedio con las tasas de crecimiento anual y promedio 2009 – 2014. A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

- Se registran tasas de crecimiento promedio negativas para las opciones tarifarias horarias 4.1, 4.2 y BT4.3, además de las con demanda contratada o leída (2 y 3). La excepción se da en AT2, con un crecimiento promedio cercano a cero.
- Los mayores crecimientos promedio se registran en las tarifas AT4.3 y BT1a.
- Respecto de las tasas de crecimiento anual:
  - BT4.2 registra un descenso del 25% el año 2010, con una reducción del 58% en COPELEC.
  - BT2PP registra un descenso del 25% el año 2010, con una reducción del 72% en CHILQUINTA y del 47% en CGE.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- AT4.1 presenta un incremento del 17% el año 2013, por un valor erróneo de energía presentado por CEC.

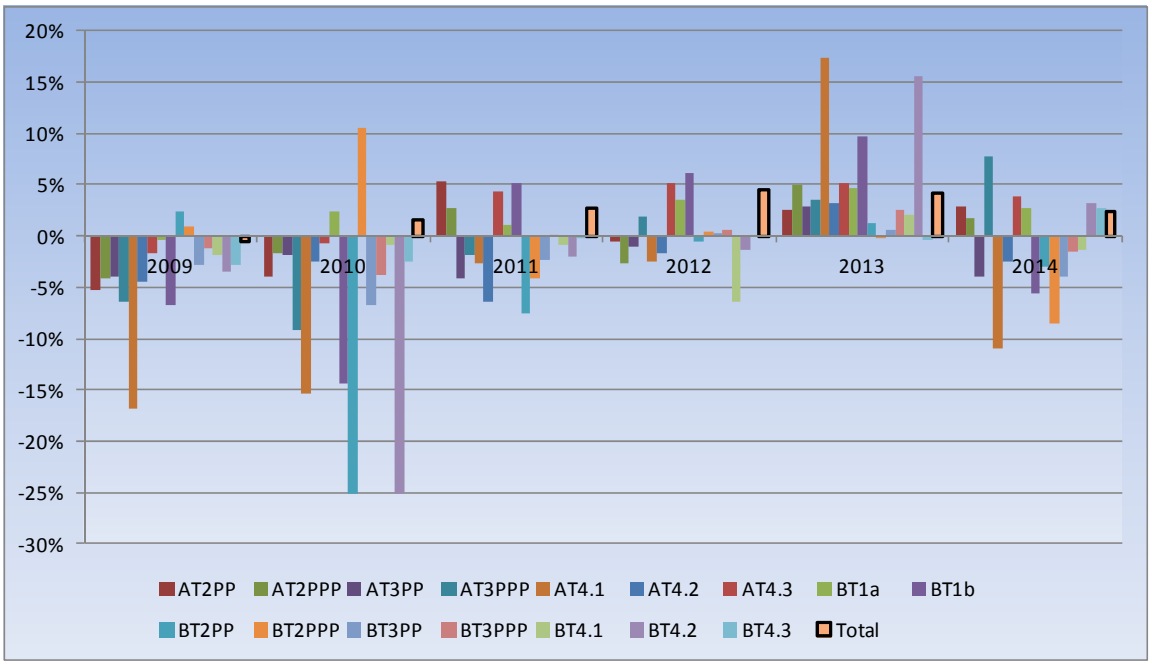
- AT4.1 presenta un descenso del 17% el año 2009, con una reducción del 29% en FRONTEL.

Tabla 68: Consumo Promedio Mensual Por Tarifa (kWh)

Tarifa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	1.581	1.498	1.438	1.515	1.506	1.545	1.590	0,09%
AT2PPP	933	894	878	902	878	921	937	0,07%
AT3PP	18.287	17.556	17.237	16.529	16.356	16.836	16.159	-2,04%
AT3PPP	10.900	10.198	9.257	9.092	9.263	9.587	10.337	-0,88%
AT4.1	3.918	3.257	2.755	2.682	2.616	3.070	2.735	-5,81%
AT4.2	8.582	8.196	7.985	7.473	7.352	7.582	7.399	-2,44%
AT4.3	35.598	35.027	34.756	36.255	38.100	40.049	41.604	2,63%
BT1a	158	157	161	162	168	176	181	2,31%
BT1b	38	35	30	32	34	37	35	-1,32%
BT2PP	1.791	1.835	1.374	1.270	1.262	1.277	1.239	-5,96%
BT2PPP	3.030	3.061	3.383	3.245	3.257	3.250	2.972	-0,32%
BT3PP	4.306	4.181	3.903	3.811	3.821	3.842	3.691	-2,53%
BT3PPP	2.926	2.893	2.781	2.781	2.797	2.869	2.824	-0,59%
BT4.1	1.288	1.263	1.251	1.241	1.162	1.185	1.170	-1,59%
BT4.2	3.478	3.360	2.513	2.463	2.430	2.809	2.897	-3,00%
BT4.3	5.294	5.145	5.018	5.009	5.014	4.992	5.124	-0,54%
Total	366	364	370	380	398	414	424	2,47%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 50: Tasa de Crecimiento Anual Consumo Promedio Por Tarifa (%)



- **Precio Medio**

Para determinar el precio medio por opción tarifaria se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Los valores monetarios se encuentran en $ de diciembre 2014.

En la tabla y gráficos siguientes se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, así como el cuociente respecto de la tarifa más barata (AT4.3). A nivel de opción tarifaria por industria, se observa que:

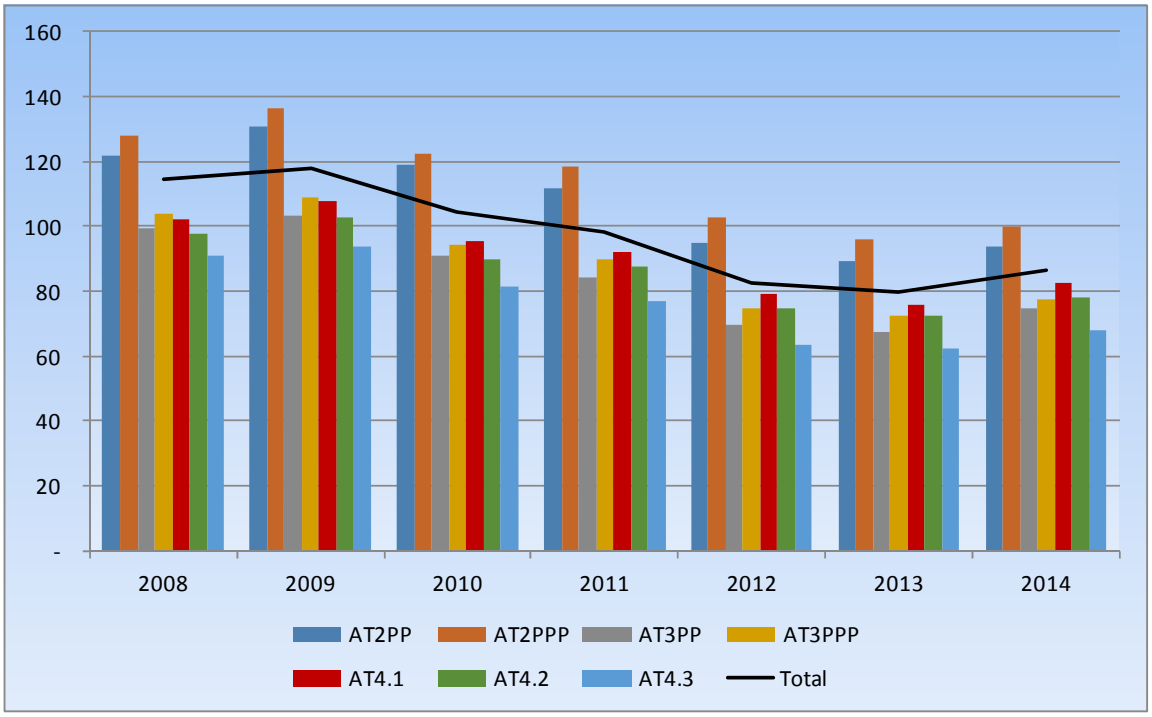
- En Total, los precios medios son decrecientes en el tiempo, a excepción del incremento registrado el año 2014.
- La tarifa de mayor precio medio es la BT1b, correspondiendo en promedio para el período 2008 - 2014, al triple de la BT1a y 4,3 veces la AT4.3.
- Por nivel de tensión, las opciones 4.3 resultaron ser las de menor precio medio. AT2PPP resultó superior a las opciones BT: BT4.1, BT1a, BT2PPP y BT3PP.
- Las opciones PP registran precios medios menores a las PPP, a excepción del caso de la tarifa BT2.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 69: Precio Medio Por Tarifa ($/kWh)

Tarifa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	121,89	130,58	118,89	111,84	94,89	89,21	93,64
AT2PPP	128,06	136,11	122,38	118,30	102,49	95,85	99,75
AT3PP	99,66	103,52	90,79	84,47	69,80	67,43	74,55
AT3PPP	103,82	108,68	94,58	89,99	74,69	72,38	77,43
AT4.1	101,98	107,55	95,61	92,36	79,10	75,91	82,51
AT4.2	97,87	102,84	90,13	87,64	74,75	72,64	78,28
AT4.3	90,76	93,51	81,44	77,25	63,76	62,12	68,19
BT1a	131,29	134,44	119,83	113,56	97,52	92,97	100,14
BT1b	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
BT2PP	137,50	136,71	130,17	124,64	103,86	101,47	112,21
BT2PPP	126,58	138,78	110,89	108,00	90,97	97,96	109,02
BT3PP	125,52	130,13	118,28	110,35	92,95	91,78	100,05
BT3PPP	134,23	139,96	129,70	121,41	104,50	99,65	107,31
BT4.1	128,12	129,86	117,78	116,80	102,91	100,85	98,07
BT4.2	139,88	142,68	142,24	144,22	135,36	121,36	125,22
BT4.3	114,81	118,07	106,30	101,30	84,37	82,78	89,78
Total	114,62	117,81	104,32	98,30	82,67	79,73	86,38

Gráfico 51: Precio Medio Tarifas AT ($/kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 52: Precio Medio Tarifas BT ($/kWh)

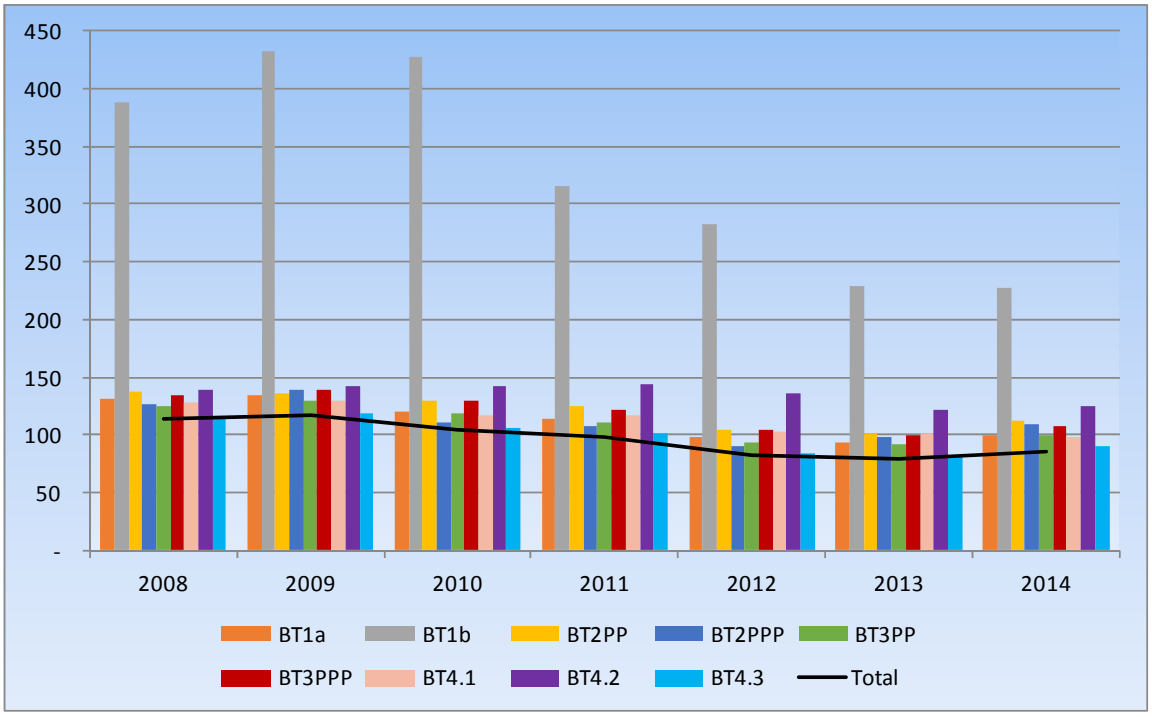
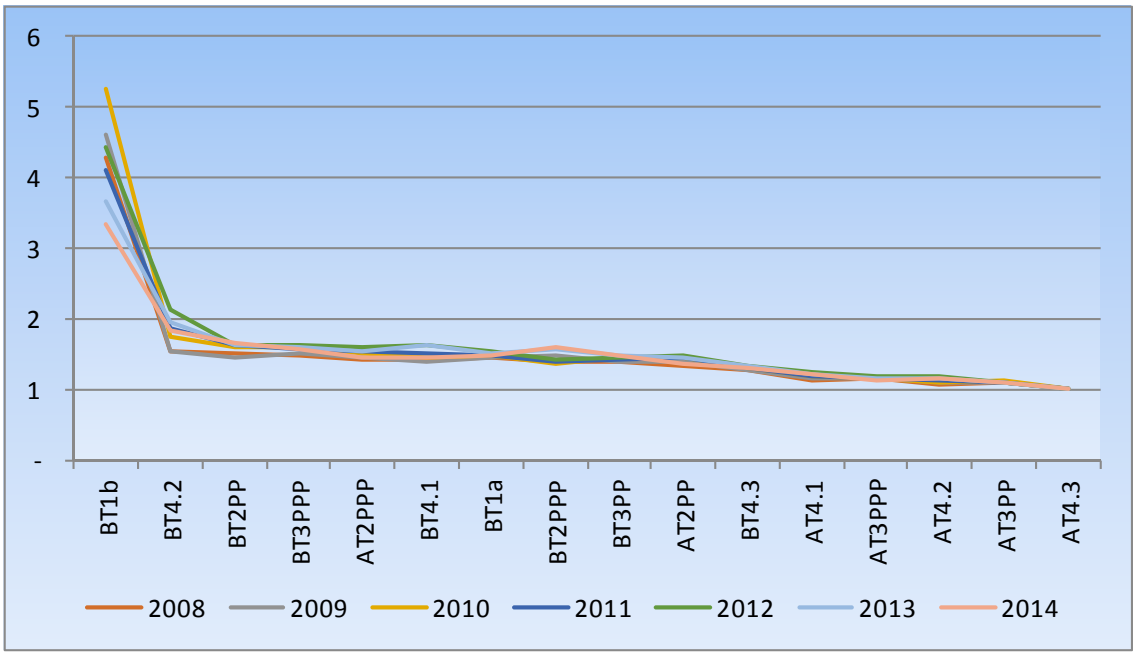


Gráfico 53: Relación Precio Medio Tarifa / Precio Medio AT4.3



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

b) Opción Tarifaria según clasificación urbano/rural[71]

Las ventas por comuna informadas por cada empresa distribuidora en Ingresos de Explotación en el período 2008 – 2014, fueron agrupadas en las categorías urbano/rural, según la clasificación de las comunas contenida en la Resolución Exenta 311 de 2016. Si bien dicha resolución sólo incluye a las empresas de referencia de los estudios de fijación de Valor Agregado de Distribución del período 2016 – 2020, se constató que las comunas indicadas corresponden al 77,5% del universo de comunas, clasificándose las restantes según los criterios incluidos en la Resolución Exenta 53 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que "Dicta Norma Técnica sobre Definición de Zonas Rurales y Exigencias de Calidad de Servicio".

El análisis incluyó los siguientes ítems:

- **Cargos Fijos**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la cantidad de cargos fijos facturados en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación urbano/rural, se observa que:

- A nivel total, es mayor el crecimiento rural (3,2%) que el urbano (2,5%). Las mayores diferencias se registran en las tarifas BT2PP y BT3. En BT4.3 el crecimiento urbano es un 2,8% superior al rural.
- La participación de la tarifa BT1 en el total de cargos fijos es similar en los casos rural (96,8%) y urbano (97,4%).
- Respecto de la participación por opción tarifaria en la cantidad de cargos fijos no BT1, se distingue:
    - Rural, predominan las tarifas BT2PP, AT4.3 y AT2PPP.
    - Urbano, las tarifas BT2PP, BT3PP y BT4.3 registran las mayores participaciones.

[71] Corrección 2014 Grupo Saesa. Se recibió cuadro Resumen Ingresos Explotación sin detalle por comuna. Para corrección por tarifa 2014, se consideró el promedio 2013 y 2015 para la opción urbano/rural con menor valor. La diferencia respecto del valor corregido se asignó a la opción de mayor valor. Se aplicó el mismo criterio para la energía y la cantidad de clientes. Detalle en archivo 2014 U_R Sae, hoja Ajustes.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 70: Cargos Fijos Anuales Facturados y Tasa de Crecimiento Promedio 2009 - 2014

Tarifa	Clasificación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	Rural	24.884	25.451	25.219	25.769	26.756	26.880	27.751	1,8%
	Urbano	23.283	23.653	24.652	25.124	25.636	26.273	26.011	1,9%
AT2PPP	Rural	86.082	87.117	84.177	81.649	86.957	87.818	87.533	0,3%
	Urbano	36.651	36.751	36.518	37.199	37.485	37.526	37.376	0,3%
AT3PP	Rural	12.205	12.479	12.391	12.564	13.229	13.411	14.006	2,3%
	Urbano	34.216	34.106	33.313	33.646	33.928	33.624	33.663	-0,3%
AT3PPP	Rural	15.827	15.912	16.792	17.392	17.663	18.723	18.772	2,9%
	Urbano	23.422	23.265	24.881	25.249	25.210	24.988	26.205	1,9%
AT4.1	Rural	7.275	7.208	6.751	6.648	6.479	6.322	6.101	-2,9%
	Urbano	7.109	6.960	7.078	6.959	6.947	6.567	6.298	-2,0%
AT4.2	Rural	4.310	4.124	4.081	3.943	3.832	3.686	3.496	-3,4%
	Urbano	5.052	4.738	4.501	4.451	4.320	4.109	3.857	-4,4%
AT4.3	Rural	92.397	98.406	103.967	108.969	116.163	119.714	123.181	4,9%
	Urbano	123.289	130.566	139.318	150.265	157.668	159.499	163.413	4,8%
BT1a	Rural	13.479.327	14.348.653	14.314.721	14.949.457	15.431.909	16.311.620	16.287.618	3,2%
	Urbano	45.372.744	46.628.851	47.459.636	48.900.761	50.088.844	50.667.013	52.431.367	2,4%
BT1b	Rural	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,6%
	Urbano	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
BT2PP	Rural	81.132	84.601	112.147	122.940	125.833	131.525	132.473	8,5%
	Urbano	278.655	279.718	317.260	334.021	333.791	333.147	332.833	3,0%
BT2PPP	Rural	37.388	34.545	35.893	35.940	34.459	33.088	32.765	-2,2%
	Urbano	73.122	68.043	67.028	65.991	64.638	62.510	63.033	-2,4%
BT3PP	Rural	14.822	15.853	17.503	18.261	19.508	20.872	21.703	6,6%
	Urbano	301.704	306.335	317.613	326.676	333.629	340.135	349.888	2,5%
BT3PPP	Rural	20.668	21.657	23.033	24.829	27.069	29.816	29.935	6,4%
	Urbano	124.086	128.016	131.922	135.202	138.661	139.774	145.252	2,7%
BT4.1	Rural	7.325	6.980	6.459	6.159	6.015	5.911	5.651	-4,2%
	Urbano	23.025	21.448	20.754	20.526	20.450	20.796	20.573	-1,9%
BT4.2	Rural	2.101	1.861	2.251	2.207	2.179	2.125	1.982	-1,0%
	Urbano	2.406	2.288	2.344	2.269	2.232	2.233	2.105	-2,2%
BT4.3	Rural	35.186	38.539	41.469	45.526	49.080	52.131	54.014	7,4%
	Urbano	129.149	150.441	167.308	187.275	204.202	221.806	230.831	10,2%
Total	Rural	14.206.991	15.074.881	15.066.356	15.721.212	16.239.999	17.110.544	17.122.154	3,2%
	Urbano	46.557.913	47.845.179	48.754.127	50.255.614	51.477.641	52.080.001	53.872.706	2,5%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 54: Tasa de Crecimiento Anual Cargo Fijo Tarifas AT Según Ruralidad

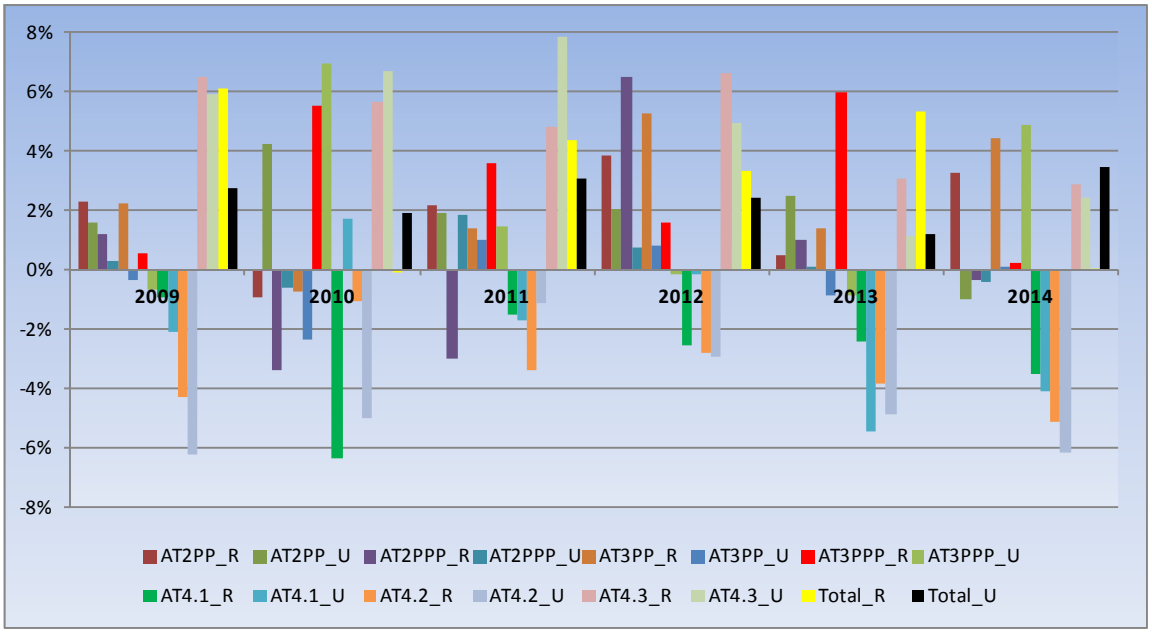
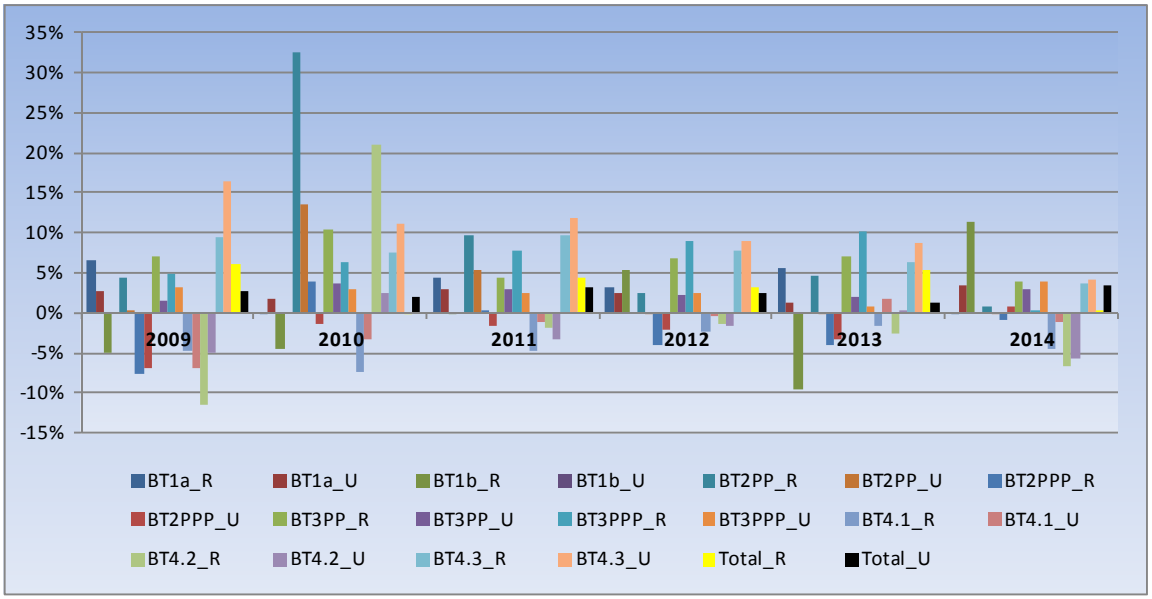


Gráfico 55: Tasa de Crecimiento Anual Cargo Fijo Tarifas BT Según Ruralidad



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 56: Composición Cargos Fijos No BT1 Rural

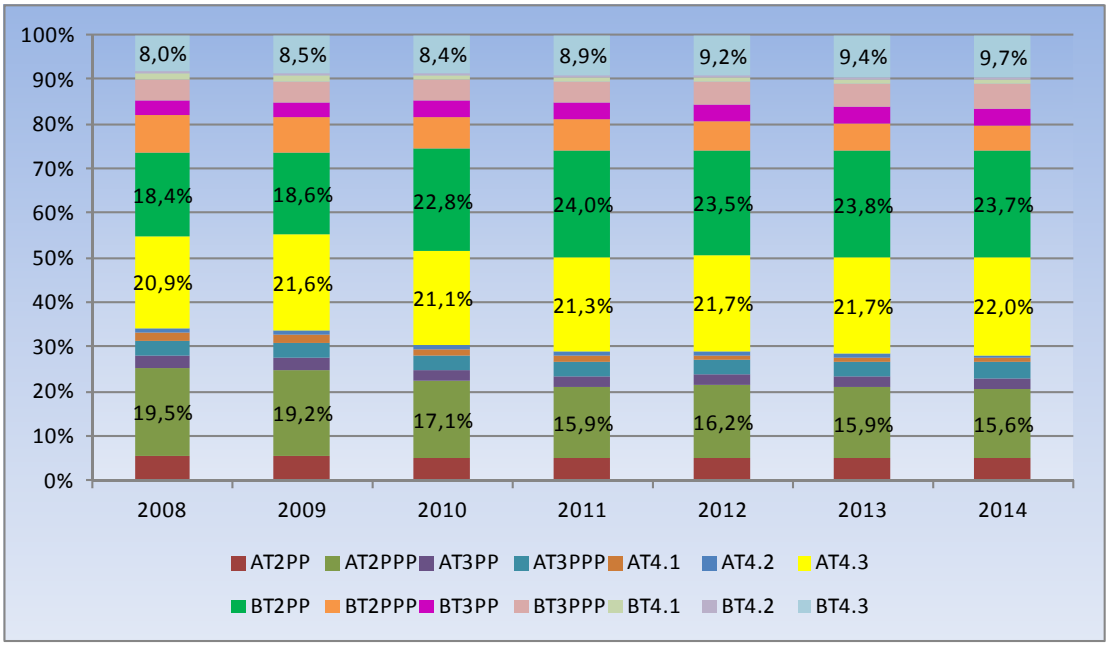
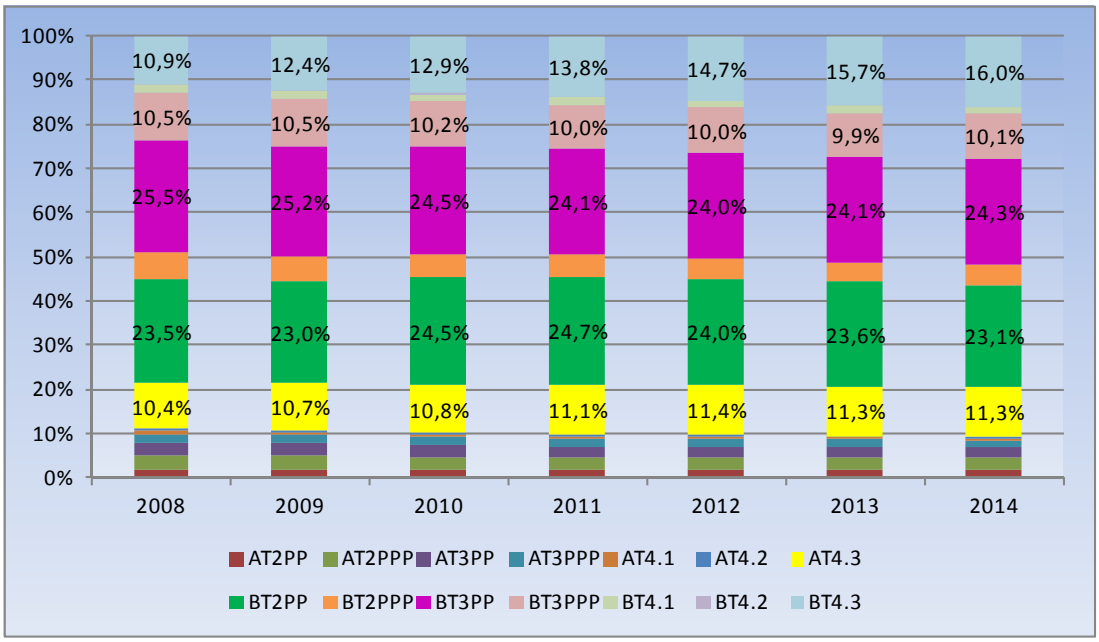


Gráfico 57: Composición Cargos Fijos No BT1 Urbano



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Energía**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la energía facturada en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación urbano/rural, se observa que:

- A nivel total, es mayor el crecimiento rural (6,09%) que el urbano (4,9%). Las mayores diferencias se registran en las tarifas BT2PPP y BT3. BT4.2 y AT4.1 presentan un menor decrecimiento urbano.

- Al agrupar por nivel de tensión, la mayor diferencia se registra en las tarifas BT (R: 6,09% y U: 3,9%). En el caso rural, la tasa de crecimiento promedio AT es similar a la BT.

- Respecto de la participación por opción tarifaria en la energía vendida, en ambos casos predominan las tarifas BT1a y AT4.3, con las siguientes diferencias:

  - Rural, BT1a: 34% y AT4.3: 50%.
  - Urbano, BT1a: 43,5% y AT4.3: 34,7%.

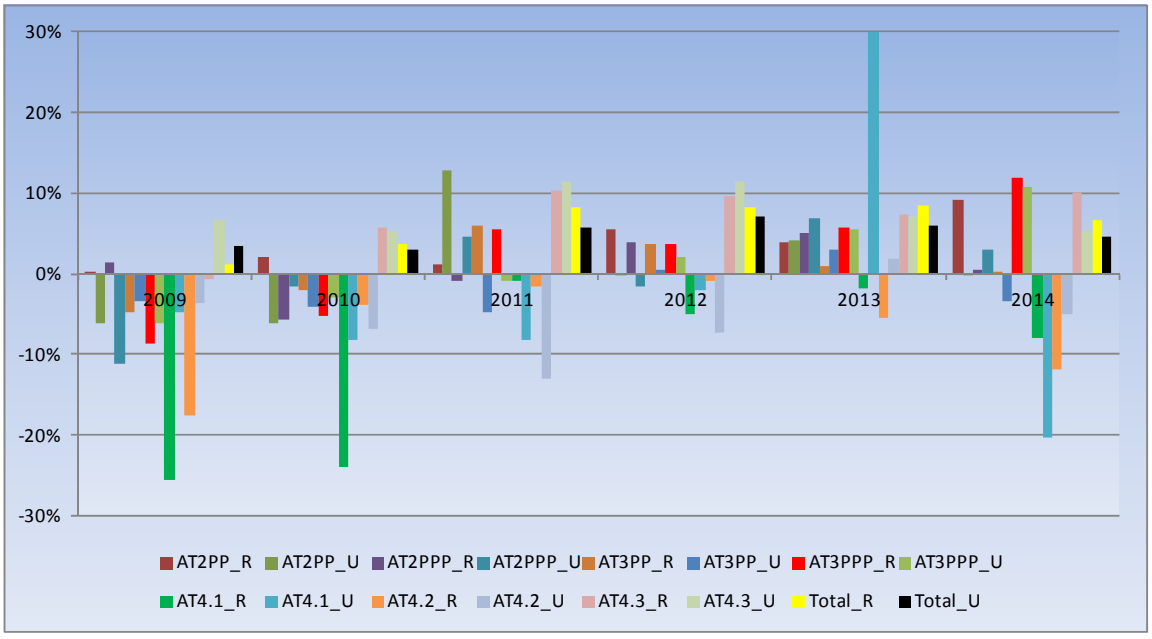
Tabla 71: Energía Anual Facturada y Tasa de Crecimiento Promedio 2009 - 2014

Tarifa	Clasificación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009 - 2014
AT2PP	Rural	32.740	32.826	33.536	33.965	35.830	37.242	40.643	3,67%
	Urbano	43.405	40.726	38.199	43.118	43.096	44.885	44.826	0,54%
AT2PPP	Rural	71.165	72.196	68.073	67.513	70.136	73.679	74.017	0,66%
	Urbano	43.316	38.513	37.937	39.673	39.088	41.773	42.979	-0,13%
AT3PP	Rural	133.592	127.327	124.721	132.267	136.987	138.203	138.477	0,60%
	Urbano	715.322	690.535	663.069	631.566	634.318	653.681	631.785	-2,05%
AT3PPP	Rural	96.733	88.372	83.767	88.283	91.593	96.757	108.232	1,89%
	Urbano	331.092	311.146	301.994	299.407	305.524	322.284	356.718	1,25%
AT4.1	Rural	36.486	27.199	20.686	20.509	19.470	19.131	17.625	-11,42%
	Urbano	19.873	18.944	17.413	15.979	15.655	20.434	16.290	-3,26%
AT4.2	Rural	34.669	28.588	27.483	27.053	26.824	25.384	22.374	-7,04%
	Urbano	45.673	44.044	41.046	35.674	33.113	33.717	32.030	-5,74%
AT4.3	Rural	2.327.306	2.311.638	2.444.772	2.694.213	2.954.782	3.172.881	3.494.275	7,01%
	Urbano	5.350.609	5.708.524	6.010.888	6.704.426	7.478.037	8.009.324	8.429.285	7,87%
BT1a	Rural	1.554.794	1.644.578	1.702.792	1.830.270	1.987.029	2.216.467	2.306.961	6,80%
	Urbano	7.721.315	7.933.138	8.227.631	8.544.992	9.026.777	9.569.905	10.112.010	4,60%
BT1b	Rural	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-1,95%
	Urbano	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	Rural	171.542	182.568	168.729	165.125	169.991	174.436	171.419	-0,01%
	Urbano	472.934	485.823	421.417	415.093	409.985	418.815	405.146	-2,55%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Clasificación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009 - 2014
BT2PPP	Rural	51.659	48.618	61.262	60.664	54.320	64.327	57.641	1,84%
	Urbano	283.198	265.354	286.928	270.133	268.463	246.332	227.104	-3,61%
BT3PP	Rural	50.752	51.980	50.771	52.496	56.445	63.373	65.110	4,24%
	Urbano	1.312.096	1.295.218	1.257.349	1.262.149	1.292.999	1.323.664	1.306.605	-0,07%
BT3PPP	Rural	53.290	55.812	56.552	60.856	65.146	74.228	75.349	5,94%
	Urbano	370.279	377.126	374.371	384.236	398.345	412.340	419.396	2,10%
BT4.1	Rural	9.613	9.173	8.426	8.131	7.392	6.871	7.015	-5,12%
	Urbano	29.471	26.734	25.631	24.973	23.363	24.781	23.660	-3,59%
BT4.2	Rural	7.716	6.394	5.406	5.456	4.852	5.324	4.954	-7,12%
	Urbano	7.960	7.547	6.144	5.568	5.868	6.919	6.888	-2,38%
BT4.3	Rural	90.270	96.646	103.452	122.940	136.658	147.682	155.214	9,45%
	Urbano	779.796	875.683	944.273	1.043.202	1.133.362	1.219.838	1.304.427	8,95%
Total	Rural	4.733.151	4.793.504	4.968.273	5.377.979	5.826.671	6.325.131	6.748.922	6,09%
	Urbano	17.526.341	18.119.054	18.654.289	19.720.187	21.107.992	22.348.693	23.359.148	4,90%
Total AT	Rural	2.732.691	2.688.147	2.803.040	3.063.804	3.335.623	3.563.277	3.895.643	6,09%
	Urbano	6.549.291	6.852.431	7.110.547	7.769.842	8.548.830	9.126.098	9.553.912	6,50%
Total BT	Rural	2.000.460	2.105.356	2.165.233	2.314.175	2.491.049	2.761.854	2.853.279	6,10%
	Urbano	10.977.049	11.266.623	11.543.742	11.950.345	12.559.161	13.222.595	13.805.236	3,89%

Gráfico 58: Tasa de Crecimiento Anual Energía Vendida Tarifas AT Según Ruralidad



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 59: Tasa de Crecimiento Anual Energía Vendida Tarifas BT Según Ruralidad

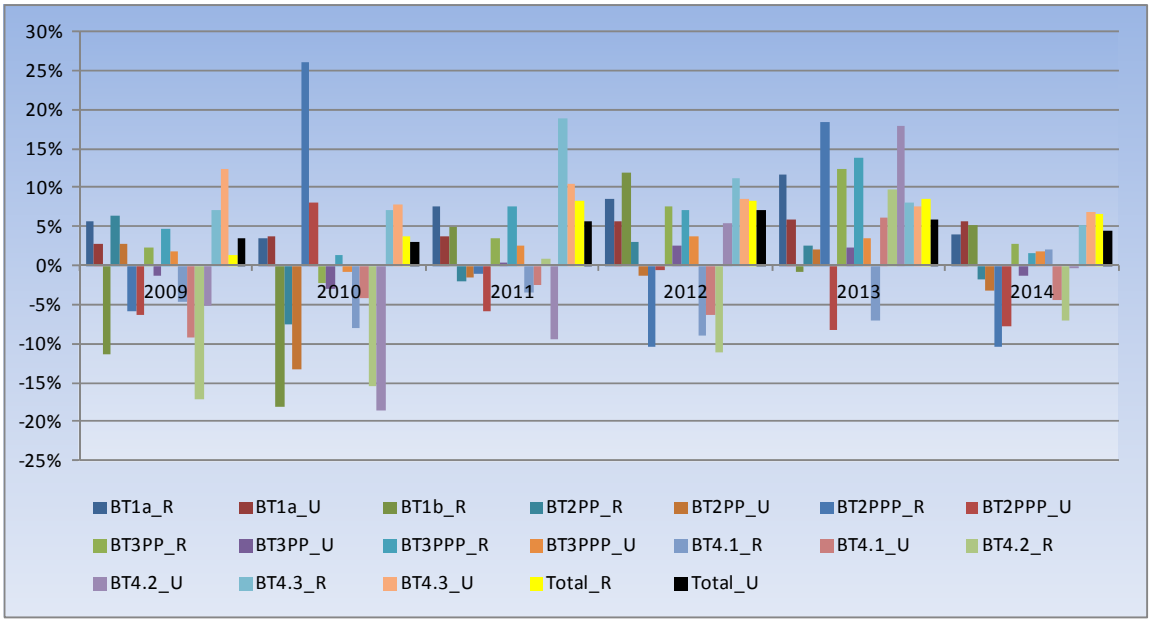
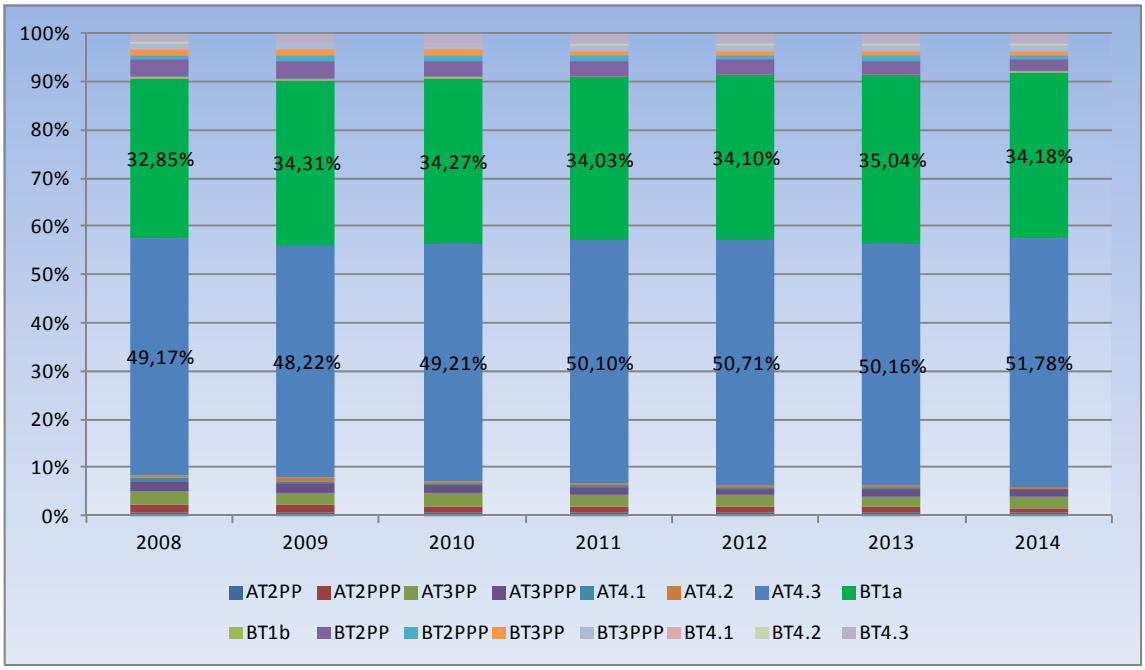
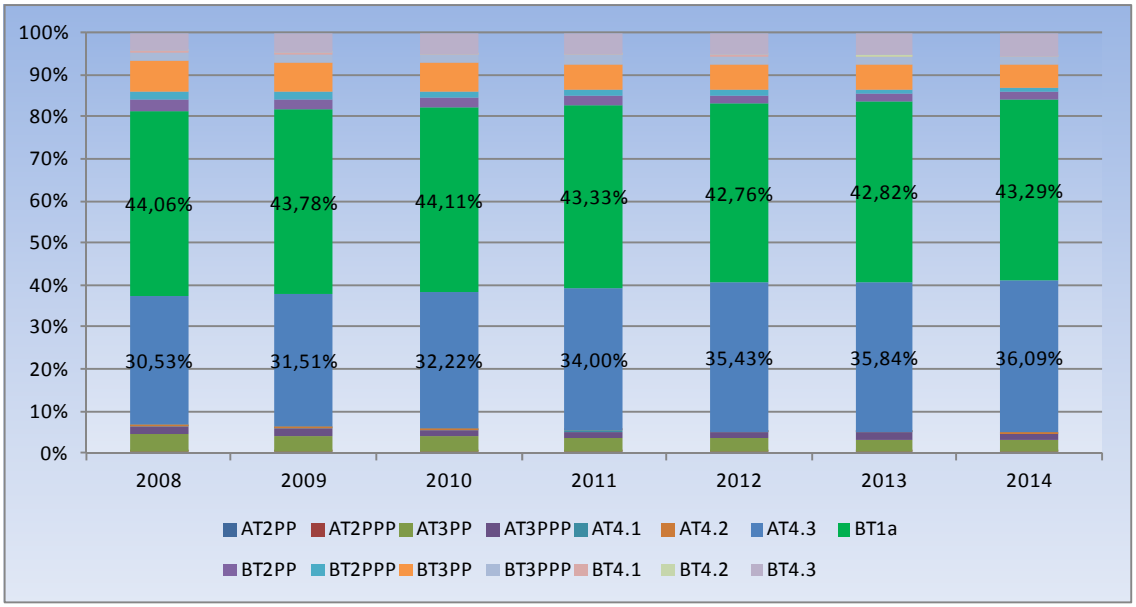


Gráfico 60: Composición Energía Vendida Rural



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 61: Composición Energía Vendida Urbana



- **Ventas Medias**

Con la información de cargos fijos y energía precedentemente, se determinó el consumo promedio mensual para cada tarifa según urbano/rural, como el cuociente entre la energía y la cantidad de cargos fijos, lo que permite visualizar tanto el consumo promedio de los clientes asociados a una tarifa como su evolución en el tiempo.

En la tabla siguiente se incluye el consumo promedio con las tasas de crecimiento promedio 2009 – 2014. A continuación, se muestran los gráficos con el cuociente para cada opción tarifaria, del consumo promedio rural/ consumo promedio urbano. A nivel de opción tarifaria según urbano/ rural, se observa que:

- En los totales por nivel de tensión, en BT la tasa de crecimiento rural duplica a la urbana, mientras que en AT la urbana es un 0,1% superior a la tasa de crecimiento promedio rural.

- A nivel de opción tarifaria, las mayores diferencias entre rural y urbano se registran en las tarifas AT4.1 (-7,5%), BT4.2 (-6%) y BT2PPP (5,3%).

- En el caso de las tarifas AT, el consumo promedio rural a nivel total es un 42% de su equivalente urbano. La opción AT4.1 decrece desde 180 a 110% en el período 2008 – 2014, mientras que la AT4.3 varía desde un 58% a un 55% en el mismo período.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- Respecto de las tarifas BT, el consumo promedio rural a nivel total es un 63% de su equivalente urbano. La opción BT1a se incrementa de 68% a 73% en el período 2008 – 2014.

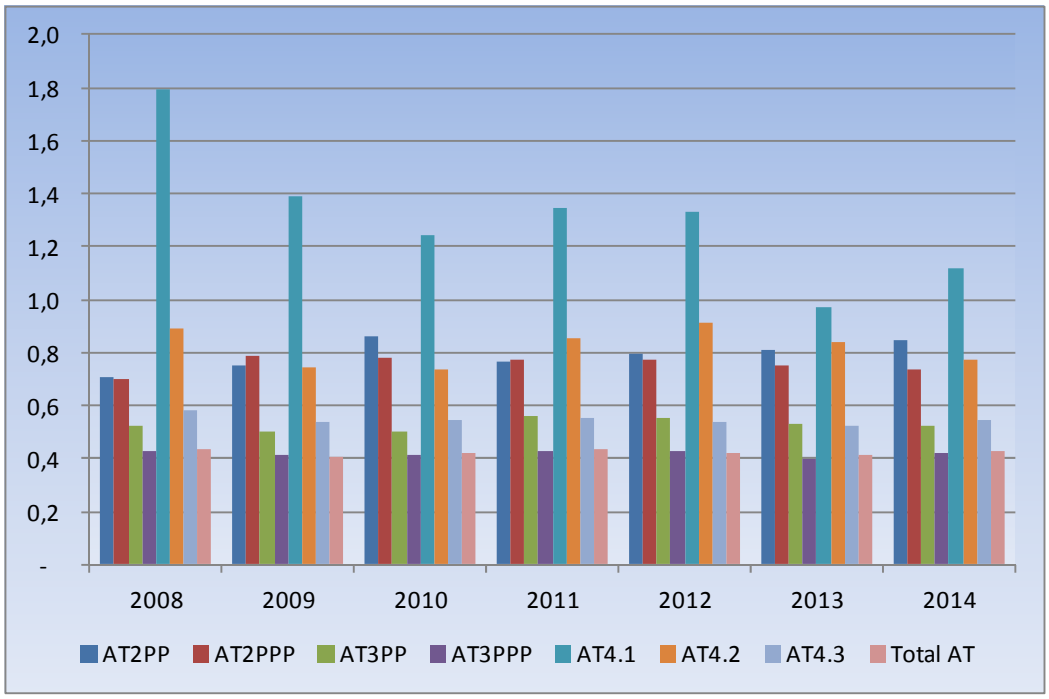
Tabla 72: Consumo Promedio Mensual Según Clasificación Urbano/Rural (kWh)

Tarifa	Clasificación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009-2014
AT2PP	Rural	1.316	1.290	1.330	1.318	1.339	1.385	1.465	1,8%
	Urbano	1.864	1.722	1.550	1.716	1.681	1.708	1.723	-1,3%
AT2PPP	Rural	827	829	809	827	807	839	846	0,4%
	Urbano	1.182	1.048	1.039	1.066	1.043	1.113	1.150	-0,5%
AT3PP	Rural	10.946	10.203	10.065	10.527	10.355	10.305	9.887	-1,7%
	Urbano	20.906	20.247	19.904	18.771	18.696	19.441	18.768	-1,8%
AT3PPP	Rural	6.112	5.554	4.989	5.076	5.186	5.168	5.766	-1,0%
	Urbano	14.136	13.374	12.137	11.858	12.119	12.898	13.612	-0,6%
AT4.1	Rural	5.015	3.773	3.064	3.085	3.005	3.026	2.889	-8,8%
	Urbano	2.795	2.722	2.460	2.296	2.254	3.112	2.587	-1,3%
AT4.2	Rural	8.044	6.932	6.734	6.861	7.000	6.887	6.400	-3,7%
	Urbano	9.041	9.296	9.120	8.015	7.665	8.206	8.304	-1,4%
AT4.3	Rural	25.188	23.491	23.515	24.725	25.437	26.504	28.367	2,0%
	Urbano	43.399	43.721	43.145	44.617	47.429	50.215	51.583	2,9%
BT1a	Rural	115	115	119	122	129	136	142	3,5%
	Urbano	170	170	173	175	180	189	193	2,1%
BT1b	Rural	38	35	30	32	34	37	35	-1,3%
	Urbano								
BT2PP	Rural	2.114	2.158	1.505	1.343	1.351	1.326	1.294	-7,9%
	Urbano	1.697	1.737	1.328	1.243	1.228	1.257	1.217	-5,4%
BT2PPP	Rural	1.382	1.407	1.707	1.688	1.576	1.944	1.759	4,1%
	Urbano	3.873	3.900	4.281	4.094	4.153	3.941	3.603	-1,2%
BT3PP	Rural	3.424	3.279	2.901	2.875	2.893	3.036	3.000	-2,2%
	Urbano	4.349	4.228	3.959	3.864	3.876	3.892	3.734	-2,5%
BT3PPP	Rural	2.578	2.577	2.455	2.451	2.407	2.490	2.517	-0,4%
	Urbano	2.984	2.946	2.838	2.842	2.873	2.950	2.887	-0,5%
BT4.1	Rural	1.312	1.314	1.304	1.320	1.229	1.162	1.241	-0,9%
	Urbano	1.280	1.246	1.235	1.217	1.142	1.192	1.150	-1,8%
BT4.2	Rural	3.672	3.436	2.402	2.472	2.226	2.505	2.499	-6,2%
	Urbano	3.308	3.298	2.621	2.454	2.629	3.099	3.272	-0,2%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

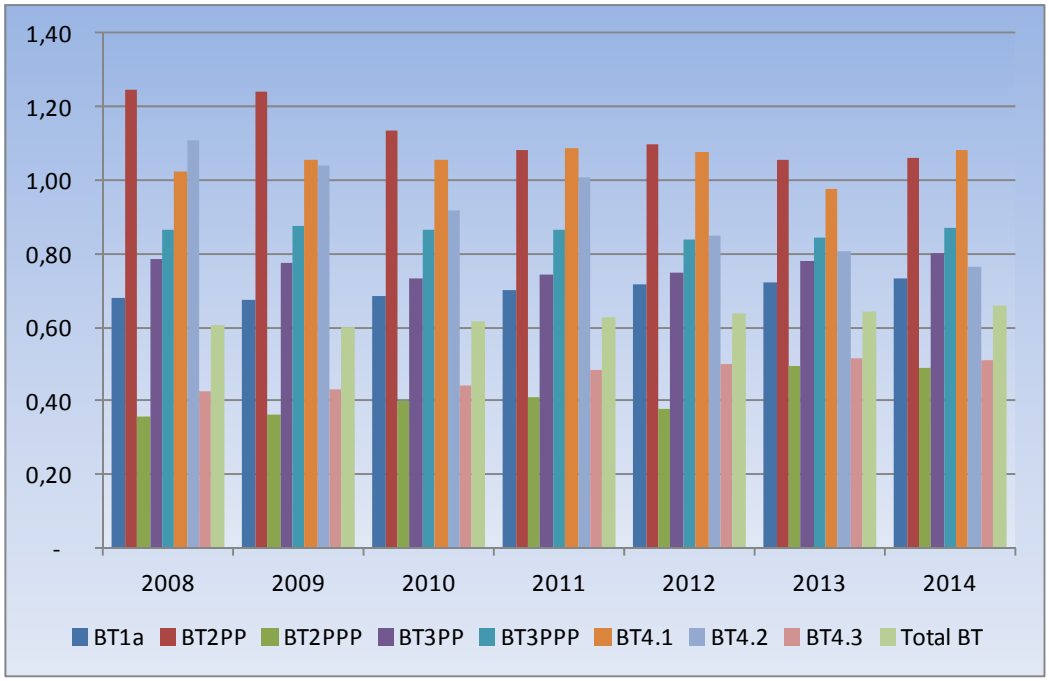
Tarifa	Clasificación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009-2014
BT4.3	Rural	2.566	2.508	2.495	2.700	2.784	2.833	2.874	1,9%
	Urbano	6.038	5.821	5.644	5.570	5.550	5.500	5.651	-1,1%
Total	Rural	333	318	330	342	359	370	394	2,8%
	Urbano	376	379	383	392	410	429	434	2,4%
Total AT	Rural	11.247	10.723	11.063	11.924	12.305	12.885	13.871	3,6%
	Urbano	25.884	26.352	26.310	27.466	29.358	31.191	32.187	3,7%
Total BT	Rural	143	142	146	150	156	164	169	2,8%
	Urbano	237	237	238	239	245	255	258	1,4%

Gráfico 62: Cuociente Consumo Promedio Rural/Urbano Tarifas AT



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 63: Cuociente Consumo Promedio Rural/Urbano Tarifas BT



- **Precio Medio**

Para determinar el precio medio por opción tarifaria se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria y clasificación urbano/rural de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Los valores monetarios se encuentran en $ de diciembre 2014.

En la tabla siguiente se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, según la clasificación urbano-rural. En el gráfico a continuación se ilustra la comparación entre los precios medios del período 2008 – 2014 para cada tarifa y opción urbano-rural, observándose que:

- En AT, los precios medios promedio urbanos equivalen al 95% de los rurales, a excepción de las tarifas AT3PP (92%) y AT3PPP (87%).
- En BT, los precios medios promedio urbanos equivalen al 80% de los rurales, a excepción de las tarifas BT2PP (89%) y BT4.1 (88%).

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- En AT, si se considera como precio medio base el de la opción AT4.3 de cada caso, sólo se registran diferencias en la relación de la opción AT3PPP (R: 1,24, U: 1,14). El valor más alto se presenta en AT2PPP (1,47).

- En BT, si se considera como precio medio base el de la opción BT4.3 de cada caso, se registran diferencias en los siguientes casos:

  - BT2PP, con un precio medio mayor en el caso urbano, a la inversa de BT2PPP
  - BT3PP, con un precio medio mayor en el caso rural
  - BT4.1, con un precio medio mayor en el caso urbano

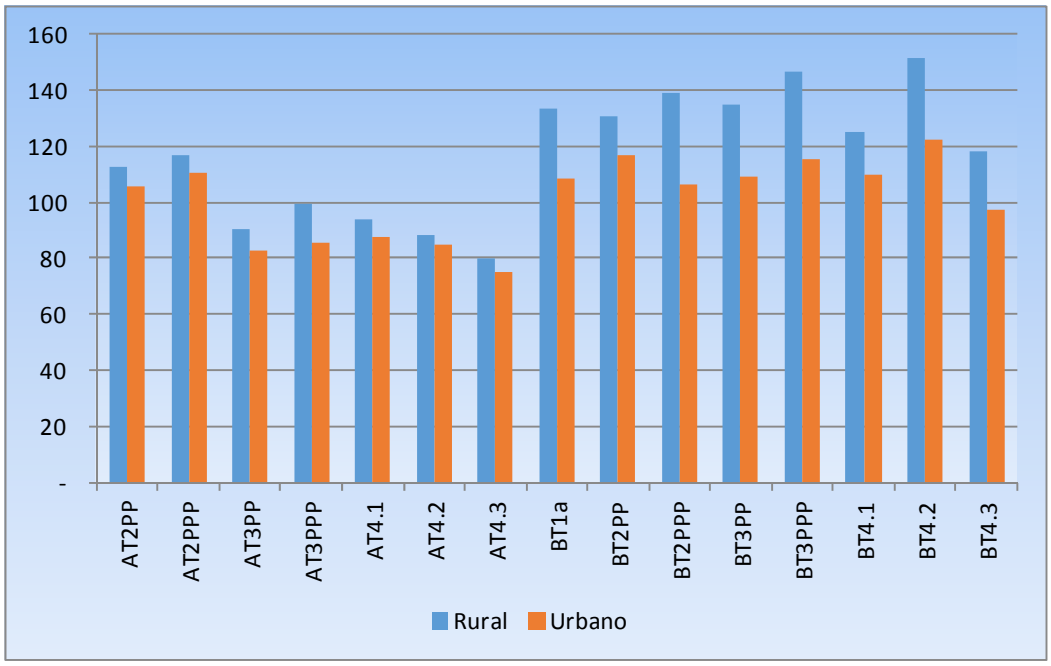
Tabla 73: Precio Medio Por Tarifa - Urbano/Rural ($/kWh)

Tarifa	Clasif_Comuna	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	RURAL	126,79	135,52	121,49	118,73	99,62	89,96	94,71
	URBANO	118,20	126,61	116,61	106,42	90,97	88,59	92,68
AT2PPP	RURAL	131,63	136,31	124,65	121,22	104,65	98,04	102,51
	URBANO	122,21	135,72	118,30	113,34	98,62	91,98	95,01
AT3PP	RURAL	108,38	112,19	97,58	91,03	75,92	71,60	78,09
	URBANO	98,03	101,92	89,51	83,10	68,48	66,55	73,78
AT3PPP	RURAL	113,01	119,20	104,79	100,55	85,21	84,62	86,26
	URBANO	101,14	105,69	91,75	86,87	71,54	68,71	74,75
AT4.1	RURAL	102,09	110,16	98,22	93,83	82,11	82,12	86,34
	URBANO	101,78	103,81	92,51	90,47	75,37	70,10	78,36
AT4.2	RURAL	100,94	106,09	91,43	89,48	77,63	73,78	77,79
	URBANO	95,54	100,73	89,26	86,23	72,41	71,78	78,62
AT4.3	RURAL	93,80	97,04	84,06	81,05	67,66	65,29	69,90
	URBANO	89,44	92,08	80,37	75,72	62,22	60,87	67,48
BT1a	RURAL	152,69	157,10	141,73	136,27	118,88	110,30	116,68
	URBANO	126,97	129,75	115,30	108,69	92,82	88,96	96,36
BT1b	RURAL	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
	URBANO							
BT2PP	RURAL	148,04	147,50	139,70	134,36	116,55	112,31	118,10
	URBANO	133,68	132,66	126,36	120,78	98,59	96,95	109,71
BT2PPP	RURAL	154,31	222,82	133,28	128,64	117,43	103,50	115,38
	URBANO	121,52	123,38	106,11	103,37	85,62	96,52	107,41
BT3PP	RURAL	152,16	158,94	147,87	137,88	118,26	109,31	117,75
	URBANO	124,49	128,98	117,08	109,21	91,85	90,94	99,17
BT3PPP	RURAL	163,25	172,37	158,29	148,26	130,37	122,98	129,92
	URBANO	130,05	135,17	125,39	117,16	100,27	95,45	103,25
BT4.1	RURAL	136,31	140,80	129,85	129,41	118,23	118,56	100,36
	URBANO	125,45	126,10	113,81	112,69	98,07	95,94	97,17

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Clasif_Comuna	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BT4.2	RURAL	149,04	151,85	157,57	160,95	160,00	138,40	142,56
	URBANO	131,01	134,91	128,75	127,83	114,99	108,24	112,74
BT4.3	RURAL	134,40	140,20	126,88	118,65	103,27	98,80	105,88
	URBANO	112,54	115,62	104,04	99,26	82,10	80,84	87,91
Total AT	RURAL	96,77	100,24	86,89	83,51	69,77	67,15	71,64
	URBANO	91,46	94,23	82,18	77,19	63,39	61,89	68,47
Total BT	RURAL	152,96	158,62	142,23	136,02	118,80	110,44	116,90
	URBANO	125,90	128,71	115,08	108,51	92,04	89,03	96,63
Total	RURAL	120,52	125,88	111,01	106,11	90,73	86,05	90,77
	URBANO	113,03	115,67	102,54	96,17	80,44	77,95	85,11

Gráfico 64: Precio Medio Promedio 2008-2014 ($/kWh)



c) Opción Tarifaria por Área Típica (según definición DS 1T/2012)

Las ventas por comuna informadas por cada empresa distribuidora en Ingresos de Explotación en el período 2008 – 2014, fueron agrupadas según la clasificación de áreas típicas indicada en el numeral 1.2 del Decreto 1T/2012, de modo de reflejar efectos ocasionados por la densidad de los consumos de los clientes. Cabe mencionar que, si bien la vigencia de dicho decreto abarca una parte del período bajo revisión, se prefirió utilizar una sola clasificación en vez de la del decreto vigente en cada año, de modo de eliminar la distorsión en las tasas de crecimiento producto de las distintas asignaciones históricas empresa – área típica.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

El análisis incluyó los siguientes ítems:

- **Cargos Fijos**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la cantidad de cargos fijos facturados en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según área típica de distribución, se observa que:

- Tanto nivel total como a nivel total por nivel de tensión, el mayor crecimiento se da en el ATD 6, que corresponde al área más rural, por lo que es consistente con lo registrado en el análisis anterior.
- El menor crecimiento Total y Total BT corresponde al ATD 1, no obstante en el Total AT se encuentra en segundo lugar después del ATD 6.
- La participación promedio en el período de la tarifa BT1 respecto del total de cargos fijos oscila entre el 96,9% y 97,5% en todas las áreas típicas, con lo que el crecimiento total sigue la tendencia de esta tarifa.
- Respecto de las tasas de crecimiento anual, a nivel del total por nivel de tensión, se registran valores altos en años consecutivos con signo contrario, de la siguiente forma:
  - Para los clientes AT, el año 2011 Coelcha (ATD6) informa un 20% de los cargos fijos del año anterior y siguiente.
  - Para los clientes BT, el año 2010 las empresas afectadas por el terremoto informaron valores menores el primer trimestre de ese año.
- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria, en la cantidad de cargos fijos no BT1, se distingue:
  - A medida que disminuye la densidad de consumo (ATD 5 y ATD 6), aumenta la participación de las tarifas AT en contraposición a las BT, por ejemplo el caso AT2PP y BT2PP.
  - Las tarifas AT2PP, AT3, AT4.1, AT4.2 y BT4.2 registran menos del 5% de los clientes en todas las áreas típicas.
  - El ATD1 registra un comportamiento diferente a las áreas restantes, con mayores participaciones BT2PP, BT3PP y BT4.3.

Tabla 74: Cantidad de Cargos Fijos Anuales y Crecimiento Promedio 2009 - 2014

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	1	598	656	719	746	790	771	774	4,39%
	2	22.266	22.409	21.466	22.783	23.328	23.285	23.236	0,71%
	3	15.089	15.744	17.307	16.761	17.312	17.850	17.623	2,62%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	4	5.135	5.068	5.007	5.013	5.093	5.203	5.158	0,07%
	5	3.547	3.607	3.549	3.623	3.702	3.719	4.505	4,07%
	6	1.532	1.620	1.822	1.967	2.168	2.326	2.467	8,26%
AT2PPP	1	1.613	1.469	1.423	1.267	1.311	1.262	1.253	-4,12%
	2	23.360	22.808	19.986	20.360	19.773	19.712	19.450	-3,01%
	3	23.234	24.018	23.230	24.176	24.396	24.238	23.724	0,35%
	4	27.134	27.636	28.141	28.925	29.733	30.158	30.337	1,88%
	5	35.778	36.232	36.271	36.438	37.146	37.417	37.277	0,69%
	6	11.614	11.705	11.644	7.682	12.084	12.557	12.868	1,72%
AT3PP	1	15.404	15.016	14.677	14.038	13.873	13.622	13.821	-1,79%
	2	16.622	16.937	16.743	17.626	18.398	18.502	18.640	1,93%
	3	9.759	9.970	9.632	10.071	10.435	10.454	10.148	0,65%
	4	2.455	2.370	2.313	2.222	2.161	2.144	2.334	-0,84%
	5	1.588	1.607	1.606	1.565	1.560	1.545	1.917	3,19%
	6	593	685	733	689	730	768	809	5,31%
AT3PPP	1	7.634	7.455	7.328	7.239	7.385	7.587	7.934	0,64%
	2	10.629	10.622	10.479	10.855	10.696	10.959	11.046	0,64%
	3	9.808	9.678	11.876	11.881	11.750	11.380	11.386	2,52%
	4	5.347	5.393	5.715	5.847	5.919	6.084	6.427	3,11%
	5	4.088	4.228	4.438	4.915	5.146	5.418	5.782	5,95%
	6	1.743	1.801	1.837	1.904	1.977	2.283	2.402	5,49%
AT4.1	1	204	196	192	144	192	192	201	-0,25%
	2	420	418	374	412	382	368	299	-5,51%
	3	6.182	6.075	6.235	6.105	6.127	5.790	5.648	-1,49%
	4	1.978	1.941	1.927	1.979	1.903	1.879	1.848	-1,13%
	5	5.078	5.027	4.672	4.522	4.397	4.234	3.983	-3,97%
	6	522	511	429	445	425	426	420	-3,56%
AT4.2	1	328	323	310	234	273	264	251	-4,36%
	2	3.269	3.026	2.872	2.867	2.733	2.605	2.495	-4,40%
	3	4.469	4.192	4.023	3.907	3.853	3.675	3.391	-4,50%
	4	689	692	654	610	598	579	568	-3,17%
	5	246	276	270	256	209	209	203	-3,15%
	6	361	353	453	520	486	463	445	3,55%
AT4.3	1	34.427	37.217	39.840	42.399	46.379	47.745	48.542	5,89%
	2	65.341	68.588	71.456	76.473	79.681	83.577	87.438	4,97%
	3	64.764	68.602	74.123	78.843	82.247	79.701	79.397	3,45%
	4	21.197	22.238	23.459	24.941	26.178	27.062	27.864	4,66%
	5	25.032	26.923	28.641	30.151	32.305	33.290	34.718	5,60%
	6	4.925	5.404	5.766	6.427	7.040	7.839	8.635	9,81%
BT1a	1	17.301.904	17.843.013	18.320.136	18.606.515	18.895.397	19.213.545	19.677.102	2,17%
	2	17.694.956	18.168.242	18.034.297	19.046.877	19.587.928	20.093.813	20.663.516	2,62%
	3	13.844.072	14.327.466	14.659.717	15.045.135	15.570.007	15.920.219	16.287.272	2,75%
	4	4.288.461	4.468.166	4.644.867	4.801.594	4.938.588	5.101.133	5.209.879	3,30%
	5	4.443.232	4.834.183	4.731.279	4.906.370	5.032.283	5.097.407	5.261.348	2,86%
	6	1.279.446	1.336.434	1.384.061	1.443.727	1.496.550	1.552.516	1.619.868	4,01%
BT1b	1	-	-	-	-	-	-	-	
	2	-	-	-	-	-	-	-	
	3	-	-	-	-	-	-	-	
	4	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,64%

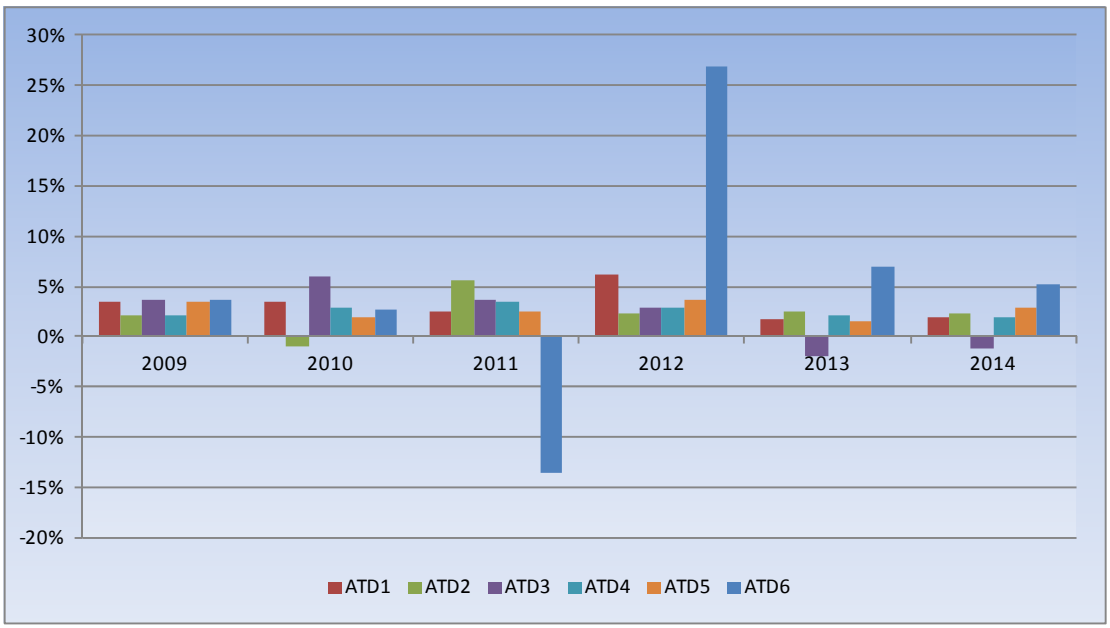
Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	5	-	-	-	-	-	-	-	
	6	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	1	128.906	123.601	120.118	123.335	123.229	123.548	125.937	-0,39%
	2	103.857	104.940	169.774	179.757	178.742	179.529	175.870	9,18%
	3	85.109	88.000	84.057	86.335	85.811	85.134	82.377	-0,54%
	4	26.475	31.105	37.940	41.668	41.236	41.421	42.821	8,34%
	5	13.245	14.494	15.229	21.438	24.196	26.787	28.622	13,70%
	6	2.195	2.179	2.289	4.428	6.410	8.253	9.679	28,06%
BT2PPP	1	23.792	22.438	21.097	20.196	19.767	19.254	19.614	-3,17%
	2	28.161	27.075	24.119	24.653	23.946	23.095	22.441	-3,71%
	3	21.455	17.511	21.956	21.885	21.511	21.381	21.480	0,02%
	4	8.079	7.958	9.080	8.765	8.465	7.862	7.803	-0,58%
	5	23.279	22.330	21.751	21.134	20.517	18.873	19.443	-2,96%
	6	5.744	5.276	4.919	5.298	4.891	5.134	5.017	-2,23%
BT3PP	1	215.513	215.722	215.265	216.474	218.657	220.802	227.673	0,92%
	2	55.664	59.622	72.498	78.431	82.016	85.985	89.779	8,29%
	3	39.367	40.866	41.238	43.904	46.317	47.975	47.494	3,18%
	4	4.354	4.208	4.164	3.878	3.810	3.811	3.957	-1,58%
	5	744	781	775	881	954	1.007	1.104	6,80%
	6	884	989	1.176	1.370	1.384	1.427	1.583	10,20%
BT3PPP	1	53.051	53.175	52.241	52.109	52.237	51.826	53.313	0,08%
	2	32.347	34.060	34.264	37.637	39.949	43.196	44.200	5,34%
	3	37.670	39.750	44.649	45.269	47.218	47.318	48.957	4,46%
	4	13.497	13.958	14.777	15.341	15.983	16.446	17.137	4,06%
	5	5.155	5.672	6.015	6.572	7.121	7.434	8.098	7,82%
	6	3.034	3.058	3.009	3.103	3.222	3.369	3.482	2,32%
BT4.1	1	2.980	2.765	2.550	2.458	2.349	2.260	2.283	-4,34%
	2	1.684	1.556	1.412	1.406	1.352	1.326	1.288	-4,37%
	3	3.275	3.297	3.452	3.430	3.295	3.120	3.127	-0,77%
	4	17.403	16.031	15.268	15.024	15.273	15.987	15.827	-1,57%
	5	2.773	2.583	2.385	2.279	2.138	1.947	1.680	-8,01%
	6	2.235	2.196	2.146	2.088	2.058	2.067	2.018	-1,69%
BT4.2	1	348	346	336	336	329	318	333	-0,73%
	2	616	591	520	542	578	588	550	-1,87%
	3	1.386	1.276	1.163	1.115	1.073	1.030	929	-6,45%
	4	312	307	252	219	222	225	216	-5,94%
	5	79	66	52	39	36	36	36	-12,28%
	6	1.766	1.563	2.272	2.225	2.173	2.161	2.023	2,29%
BT4.3	1	73.920	86.689	100.128	111.693	123.033	136.157	139.851	11,21%
	2	36.902	40.540	43.265	48.743	53.154	56.738	60.736	8,66%
	3	26.998	30.986	31.918	36.639	39.576	42.396	43.481	8,27%
	4	14.114	17.114	19.035	20.048	20.611	21.236	22.221	7,86%
	5	8.784	10.008	10.643	11.713	12.657	12.912	13.797	7,82%
	6	3.617	3.643	3.788	3.965	4.251	4.498	4.759	4,68%
Total	1	17.860.622	18.410.081	18.896.360	19.199.183	19.505.201	19.839.153	20.318.882	2,17%
	2	18.096.094	18.581.434	18.523.525	19.569.421	20.122.656	20.643.276	21.220.984	2,69%
	3	14.192.637	14.687.431	15.034.577	15.435.456	15.970.928	16.321.661	16.686.436	2,73%
	4	4.722.692	4.895.680	5.072.101	5.235.032	5.388.639	5.528.132	5.669.569	3,09%
	5	4.572.648	4.968.017	4.867.576	5.051.896	5.184.367	5.252.235	5.422.513	2,88%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	6	1.320.211	1.377.417	1.426.344	1.485.838	1.545.849	1.606.087	1.676.475	4,06%
Total AT	1	60.208	62.332	64.489	66.067	70.203	71.443	72.776	3,21%
	2	141.907	144.808	143.376	151.376	154.991	159.007	162.604	2,30%
	3	133.305	138.279	146.426	151.744	156.120	153.088	151.318	2,13%
	4	63.935	65.338	67.216	69.537	71.585	73.109	74.536	2,59%
	5	75.357	77.900	79.447	81.470	84.465	85.832	88.385	2,69%
	6	21.290	22.079	22.684	19.634	24.910	26.662	28.046	4,70%
Total BT	1	17.800.414	18.347.749	18.831.871	19.133.116	19.434.998	19.767.710	20.246.106	2,17%
	2	17.954.187	18.436.626	18.380.149	19.418.045	19.967.665	20.484.269	21.058.380	2,69%
	3	14.059.332	14.549.152	14.888.151	15.283.712	15.814.808	16.168.573	16.535.118	2,74%
	4	4.658.757	4.830.342	5.004.885	5.165.495	5.317.054	5.455.023	5.595.033	3,10%
	5	4.497.291	4.890.117	4.788.129	4.970.426	5.099.902	5.166.403	5.334.128	2,89%
	6	1.298.921	1.355.338	1.403.660	1.466.204	1.520.939	1.579.425	1.648.429	4,05%

Gráfico 65: Tasa de Crecimiento Anual Total Cargos Fijos AT por ATD



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 66: Tasa de Crecimiento Anual Total Cargos Fijos BT por ATD

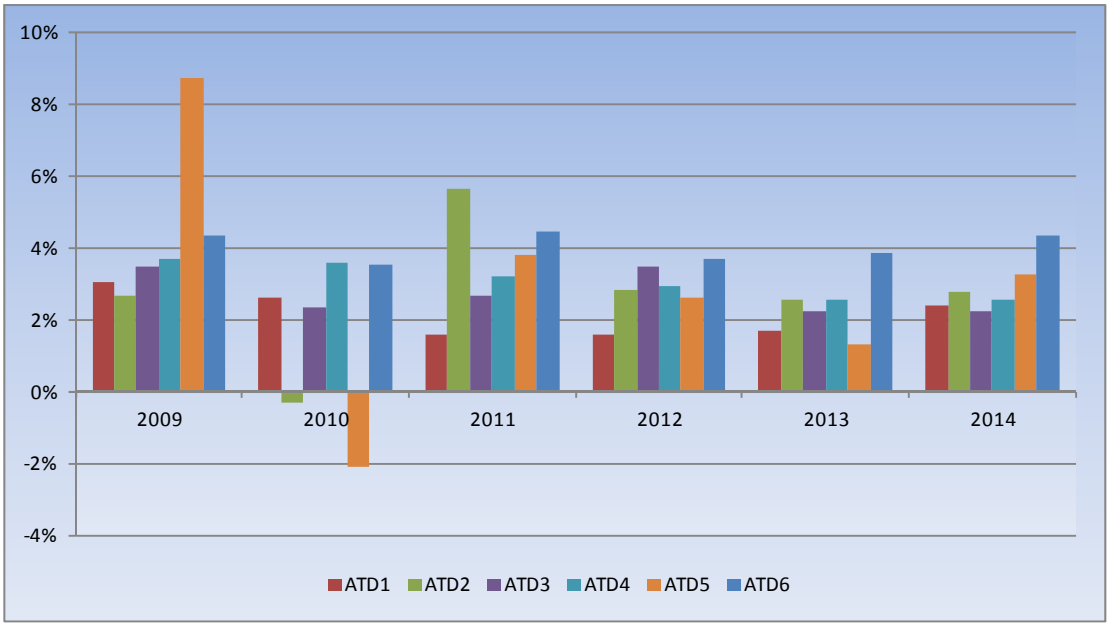
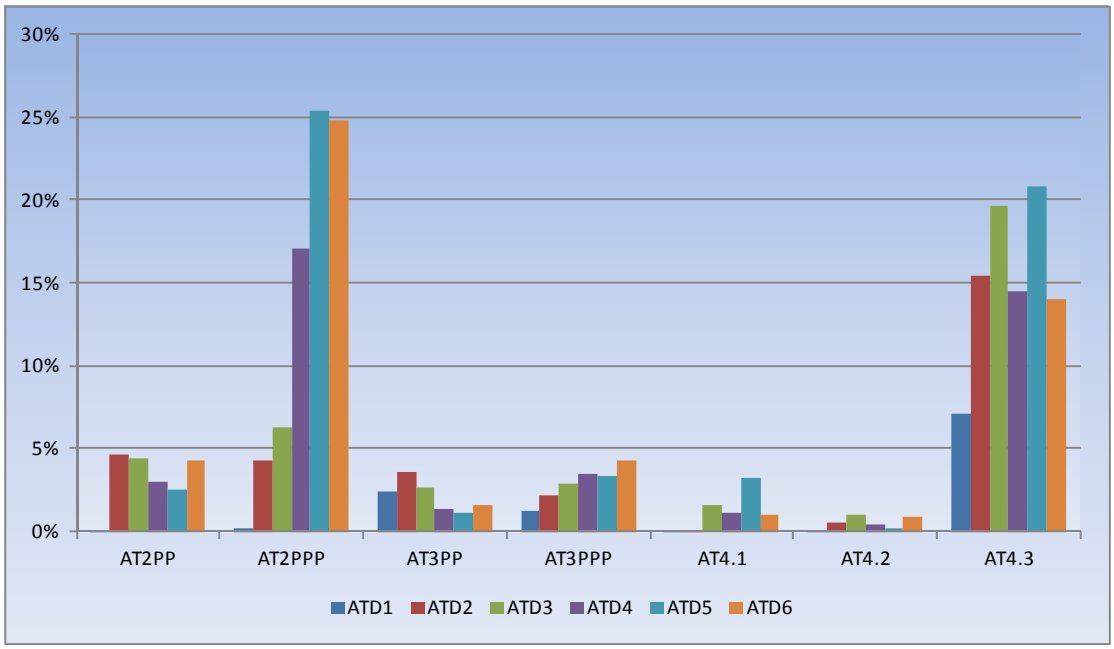
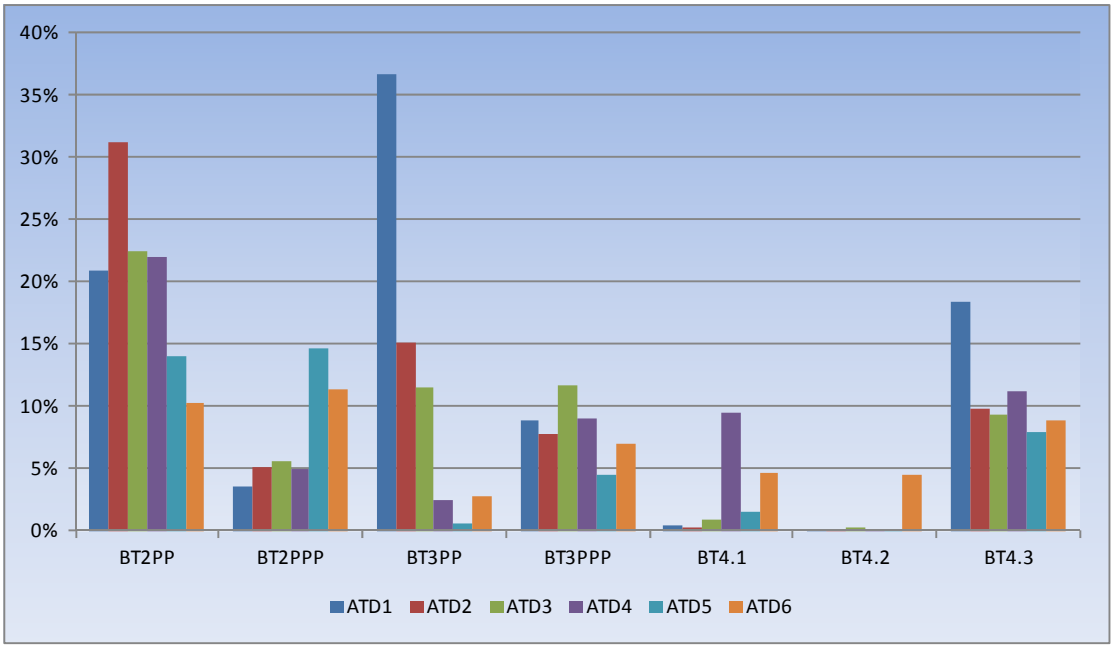


Gráfico 67: Participación Promedio 2008-2014 Tarifas AT en Cargos Fijos No BT1



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 68: Participación Promedio 2008-2014 Tarifas BT en Cargos Fijos No BT1



- **Energía**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la energía facturada en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según área típica de distribución, se observa que:

- No se observa una relación tanto nivel total como a nivel total por nivel de tensión, entre el área típica y la tasa de crecimiento de la energía, especialmente para los consumos AT.

- La energía vendida AT registró tasas de crecimiento negativas el año 2009 para las ATD4, ATD5 y ATD6. En el caso BT, sólo la tasa de crecimiento del ATD6 fue negativa el año 2010, dado que CRELL registró una reducción del 16,2%.

- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria, en la energía vendida, se distingue:

    - En las tarifas AT, a excepción de la tarifa AT4.3, no se registra una participación promedio superior al 4,1%. AT4.3 oscila entre el 30 y 50%, siendo menores las ATD1 y ATD6, y mayor la ATD4.

    - En las tarifas BT, la tarifa BT1a oscila entre 33,4% y 44,9%. Sólo en el ATD1 se registran participaciones en las tarifas restantes superiores al 4%, en las tarifas BT3PP y BT4.3.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 75: Energía Vendida Anual Por Opción Tarifaria – ATD (MWh) y Tasa De Crecimiento Promedio

Tarifa	ATD 2012	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
AT2PP	1	1.807	2.015	1.869	1.664	1.674	1.925	1.806	0,0%
	2	40.259	39.021	35.763	39.976	42.097	42.926	42.932	1,1%
	3	14.834	15.172	17.673	18.511	18.654	20.122	20.993	6,0%
	4	8.020	6.552	6.798	7.796	7.187	7.069	7.189	-1,8%
	5	10.051	9.431	7.731	7.401	7.577	8.321	10.765	1,2%
	6	1.173	1.361	1.901	1.735	1.738	1.765	1.784	7,2%
AT2PPP	1	5.695	1.709	1.647	1.327	1.356	1.391	1.791	-17,5%
	2	23.127	22.719	20.922	22.482	20.975	23.195	22.112	-0,7%
	3	21.301	21.329	20.723	21.679	21.107	22.791	23.976	2,0%
	4	18.022	17.893	17.835	18.452	19.705	20.825	22.672	3,9%
	5	38.694	37.860	37.448	36.574	37.736	38.243	37.446	-0,5%
	6	7.641	9.199	7.435	6.671	8.345	9.007	9.000	2,8%
AT3PP	1	361.916	339.554	328.663	288.848	285.558	290.658	276.547	-4,4%
	2	260.688	259.300	249.086	271.416	277.612	289.139	286.906	1,6%
	3	155.726	152.348	145.489	147.146	155.162	162.310	154.579	-0,1%
	4	40.125	38.937	38.135	30.496	29.166	29.162	29.503	-5,0%
	5	24.116	21.239	20.130	20.386	18.014	15.086	17.326	-5,4%
	6	6.343	6.483	6.287	5.542	5.792	5.529	5.401	-2,6%
AT3PPP	1	159.529	151.381	147.490	132.219	140.305	154.649	173.725	1,4%
	2	101.584	92.537	87.047	94.514	98.681	101.821	106.551	0,8%
	3	83.496	81.552	77.650	82.189	77.098	80.750	93.034	1,8%
	4	41.030	35.085	35.531	37.928	39.039	36.781	40.763	-0,1%
	5	23.486	23.051	24.084	25.757	26.364	28.572	33.182	5,9%
	6	18.699	15.913	13.959	15.083	15.631	16.469	17.693	-0,9%
AT4.1	1	1.037	1.106	854	631	726	812	778	-4,7%
	2	1.137	1.088	939	1.203	934	5.926	800	-5,7%
	3	11.592	12.274	11.788	11.116	10.685	11.028	10.812	-1,2%
	4	6.969	6.121	5.937	5.076	4.603	4.669	5.092	-5,1%
	5	32.050	22.794	16.498	16.309	16.390	15.673	14.923	-12,0%
	6	3.574	2.759	2.082	2.152	1.787	1.457	1.510	-13,4%
AT4.2	1	5.956	7.052	6.531	6.223	7.272	6.417	6.478	1,4%
	2	32.847	30.848	30.104	25.501	21.850	22.529	20.775	-7,4%
	3	26.949	23.925	21.888	20.665	20.598	20.578	18.231	-6,3%
	4	5.421	5.226	5.050	4.415	4.170	3.828	3.751	-6,0%
	5	2.113	1.709	1.478	1.496	1.251	1.158	801	-14,9%
	6	7.056	3.873	3.479	4.426	4.795	4.591	4.368	-7,7%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
AT4.3	1	2.189.431	2.352.453	2.526.348	2.808.206	3.301.452	3.549.672	3.939.853	10,3%
	2	2.391.209	2.521.207	2.614.617	2.880.533	3.130.682	3.424.922	3.614.538	7,1%
	3	1.645.469	1.780.707	1.906.349	2.124.086	2.259.266	2.372.583	2.418.445	6,6%
	4	867.687	843.225	841.529	945.554	1.051.744	1.130.115	1.185.533	5,3%
	5	479.168	421.245	456.076	510.408	547.721	552.350	609.319	4,1%
	6	104.953	101.324	110.742	129.852	141.954	152.563	155.872	6,8%
BT1a	1	3.465.334	3.523.874	3.688.915	3.803.388	4.013.348	4.307.000	4.502.915	4,5%
	2	2.725.369	2.850.819	2.918.428	3.088.867	3.276.923	3.524.562	3.731.361	5,4%
	3	1.964.678	2.027.265	2.112.413	2.192.789	2.329.633	2.467.450	2.595.465	4,7%
	4	561.525	582.124	606.961	635.491	689.322	740.918	789.479	5,8%
	5	412.790	429.551	444.067	479.387	516.221	543.731	584.912	6,0%
	6	146.413	164.082	159.639	175.342	188.360	202.710	214.840	6,6%
BT1b	1	-	-	-	-	-	-	-	
	2	-	-	-	-	-	-	-	
	3	-	-	-	-	-	-	-	
	4	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-2,0%
	5	-	-	-	-	-	-	-	
	6	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	1	97.352	92.678	87.573	83.281	82.423	81.085	78.992	-3,4%
	2	290.006	308.768	287.435	283.132	286.177	296.786	282.551	-0,4%
	3	138.225	139.363	87.286	89.593	89.402	93.462	91.075	-6,7%
	4	65.983	70.612	71.363	67.728	64.693	65.541	66.269	0,1%
	5	46.466	50.742	49.858	49.153	49.933	48.527	49.392	1,0%
	6	6.445	6.228	6.631	7.331	7.348	7.851	8.286	4,3%
BT2PPP	1	208.665	195.463	187.213	173.016	168.259	154.675	135.908	-6,9%
	2	38.892	37.532	32.874	33.731	32.059	31.688	31.464	-3,5%
	3	34.968	31.276	79.055	76.410	75.226	77.682	70.459	12,4%
	4	13.092	12.689	12.347	11.628	11.739	12.337	12.008	-1,4%
	5	26.641	26.006	26.491	24.898	25.025	23.608	23.925	-1,8%
	6	12.598	11.006	10.209	11.113	10.474	10.668	10.980	-2,3%
BT3PP	1	931.586	909.900	883.162	860.331	874.717	890.766	867.474	-1,2%
	2	252.453	264.091	254.244	275.773	287.858	303.417	314.055	3,7%
	3	148.288	144.946	144.655	153.314	162.456	168.551	164.496	1,7%
	4	25.738	22.941	20.881	18.805	18.065	17.612	18.331	-5,5%
	5	1.853	2.058	1.738	2.383	2.560	2.867	3.192	9,5%
	6	2.929	3.262	3.441	4.038	3.788	3.826	4.168	6,1%
BT3PPP	1	173.397	172.718	166.610	161.759	164.682	166.577	162.277	-1,1%

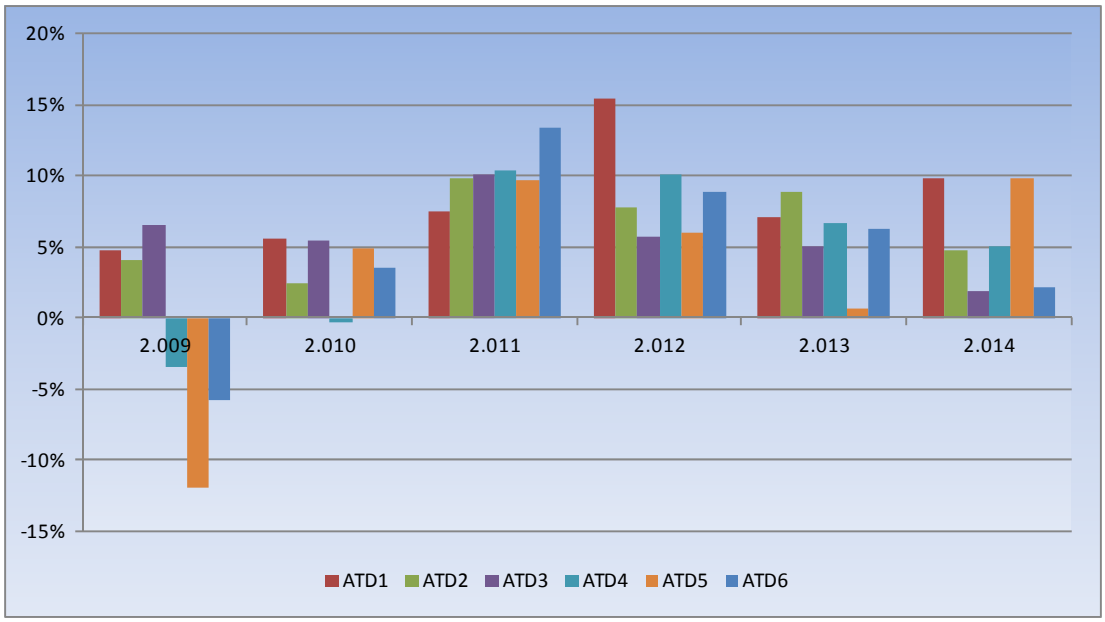
Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
	2	80.629	83.495	83.308	95.417	100.731	108.402	109.552	5,2%
	3	102.620	108.554	111.196	115.064	120.409	128.746	134.682	4,6%
	4	42.553	43.017	44.856	46.195	49.358	52.999	55.413	4,5%
	5	14.318	15.162	15.529	17.104	18.364	19.267	21.564	7,1%
	6	10.052	9.990	9.424	9.553	9.947	10.577	11.258	1,9%
BT4.1	1	7.955	6.420	5.905	6.058	5.977	6.698	5.797	-5,1%
	2	2.511	2.297	1.848	2.206	1.662	1.414	1.221	-11,3%
	3	6.792	6.763	6.239	6.096	5.592	6.146	6.091	-1,8%
	4	14.362	13.444	13.149	12.141	11.201	11.221	11.520	-3,6%
	5	4.363	3.786	3.853	3.565	3.523	3.318	3.222	-4,9%
	6	3.102	3.198	3.063	3.038	2.799	2.856	2.824	-1,6%
BT4.2	1	858	768	821	726	746	757	677	-3,9%
	2	2.045	1.910	1.604	1.748	2.210	2.445	2.396	2,7%
	3	3.117	3.100	2.788	2.709	2.609	3.122	2.988	-0,7%
	4	1.123	1.270	805	492	493	452	451	-14,1%
	5	178	145	47	40	37	38	44	-20,9%
	6	8.354	6.747	5.485	5.309	4.625	5.429	5.287	-7,3%
BT4.3	1	578.461	657.491	708.500	772.843	839.005	900.806	968.695	9,0%
	2	132.169	144.989	151.202	176.179	196.432	214.745	228.609	9,6%
	3	94.815	102.779	111.258	127.555	138.257	149.998	153.973	8,4%
	4	37.626	39.867	45.184	51.256	54.520	57.720	61.745	8,6%
	5	18.986	19.028	21.458	26.383	27.977	30.160	32.834	9,6%
	6	8.008	8.176	10.121	11.925	13.829	14.090	13.785	9,5%
Total	1	8.188.981	8.414.583	8.742.101	9.100.521	9.887.501	10.513.888	11.123.713	5,2%
	2	6.374.925	6.660.623	6.769.421	7.292.680	7.776.882	8.393.917	8.795.824	5,5%
	3	4.452.871	4.651.354	4.856.451	5.188.920	5.486.153	5.785.319	5.959.298	5,0%
	4	1.760.101	1.748.590	1.774.204	1.901.691	2.064.220	2.200.394	2.319.336	4,7%
	5	1.135.273	1.083.807	1.126.487	1.221.242	1.298.694	1.330.919	1.442.846	4,1%
	6	347.341	353.602	353.899	393.111	421.213	449.387	467.055	5,1%
Total AT	1	2.725.372	2.855.270	3.013.403	3.239.118	3.738.344	4.005.524	4.400.979	8,3%
	2	2.850.851	2.966.721	3.038.478	3.335.626	3.592.830	3.910.458	4.094.614	6,2%
	3	1.959.367	2.087.307	2.201.561	2.425.393	2.562.570	2.690.162	2.740.070	5,7%
	4	987.275	953.039	950.815	1.049.718	1.155.614	1.232.449	1.294.504	4,6%
	5	609.678	537.330	563.445	618.330	655.054	659.402	723.762	2,9%
	6	149.439	140.912	145.886	165.461	180.041	191.380	195.627	4,6%
Total BT	1	5.463.609	5.559.313	5.728.698	5.861.403	6.149.158	6.508.363	6.722.734	3,5%
	2	3.524.074	3.693.902	3.730.944	3.957.055	4.184.052	4.483.459	4.701.209	4,9%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
	3	2.493.504	2.564.047	2.654.890	2.763.527	2.923.582	3.095.157	3.219.228	4,3%
	4	772.827	795.550	823.389	851.973	908.606	967.946	1.024.832	4,8%
	5	525.595	546.477	563.043	602.913	643.640	671.517	719.084	5,4%
	6	197.901	212.690	208.012	227.650	241.172	258.007	271.428	5,4%

Gráfico 69: Tasa de crecimiento Anual Energía Vendida Total AT Por ATD



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 70: Tasa de crecimiento Anual Energía Vendida Total BT Por ATD

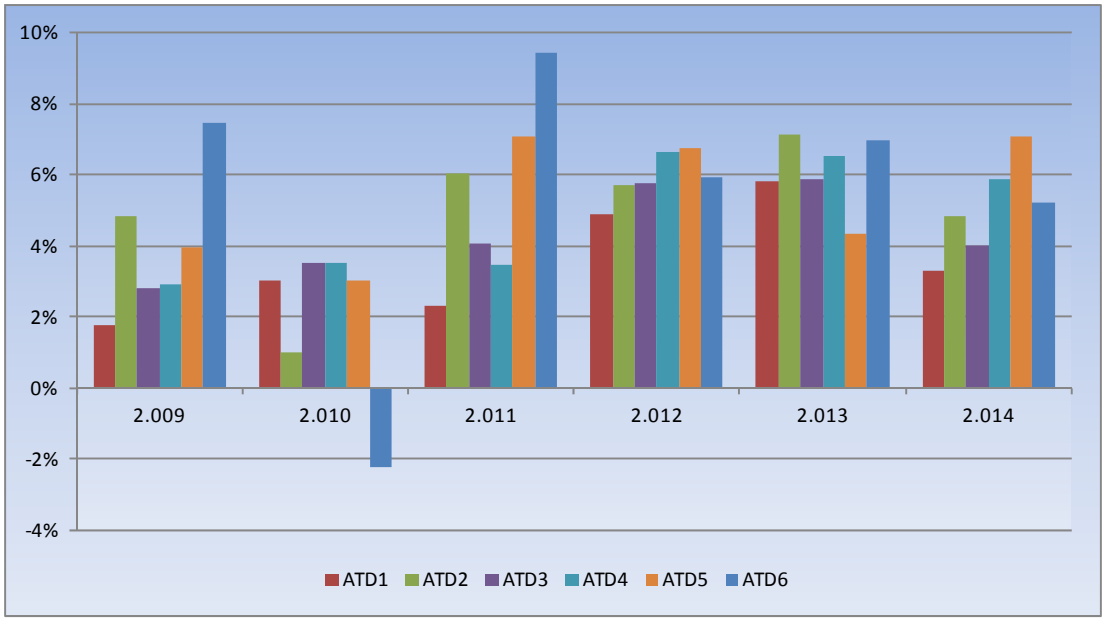
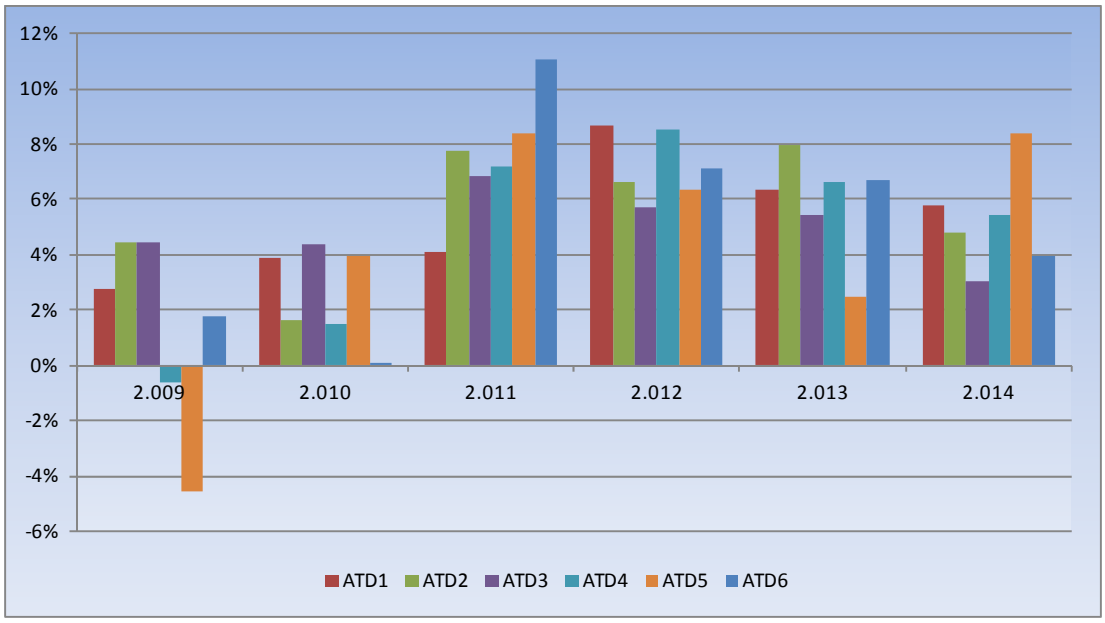


Gráfico 71: Tasa de crecimiento Anual Energía Vendida Total Por ATD



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 72: Participación Promedio 2008 - 2014 Energía Vendida Tarifas AT

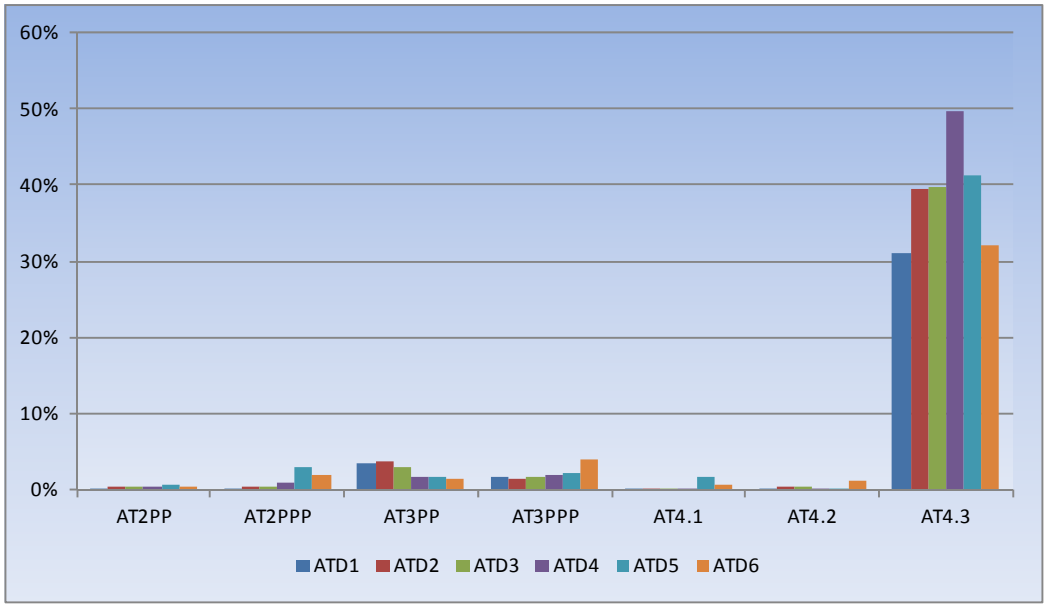
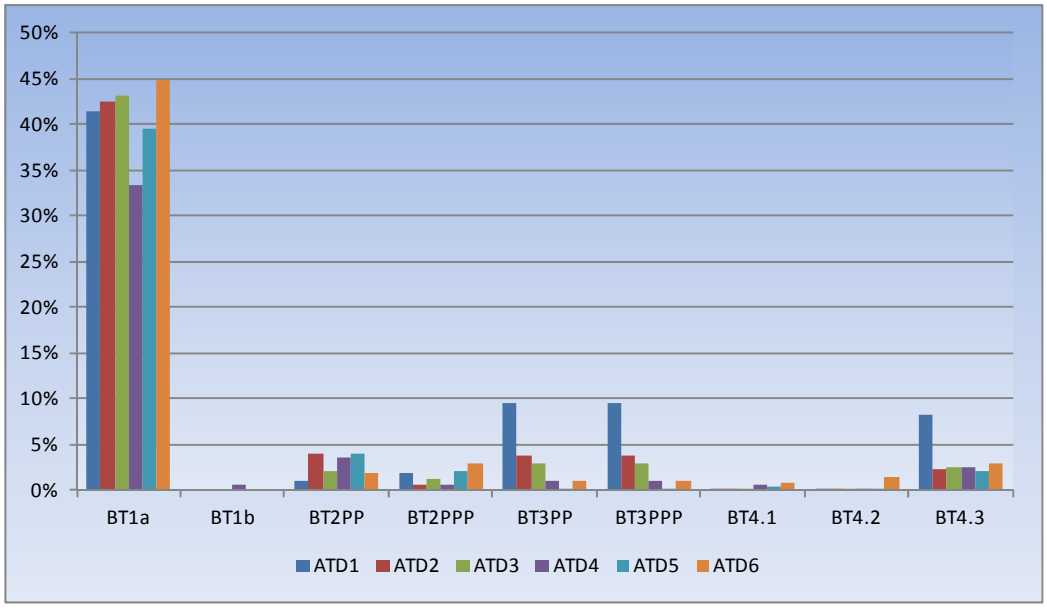


Gráfico 73: Participación Promedio 2008 - 2014 Energía Vendida Tarifas BT



- **Ventas Medias**

Con la información de cargos fijos y energía precedentemente, se determinó el consumo promedio mensual para cada tarifa según la clasificación de las empresas en las áreas típicas del Decreto 1T/2012, como el cuociente entre la energía y la cantidad

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

de cargos fijos, lo que permite visualizar tanto el consumo promedio de los clientes asociados a una tarifa como su evolución en el tiempo.

En la tabla siguiente se incluye el consumo promedio con las tasas de crecimiento promedio 2009 – 2014. A continuación, se muestran los gráficos con el Consumo Promedio AT y BT. A nivel total, según la clasificación por ATD, se observa que:

- A nivel Total y Total AT, la tasa de crecimiento promedio es decreciente según se incrementa el área típica. En Total BT, los mayores valores los registran las ATD2 y ATD5.

- En el caso de las tarifas AT, el consumo promedio del ATD1 es superior al de las demás ATD. En el promedio 2008-2014, y considerando al ATD1 como 100%, las demás ATD registran valores decrecientes en los siguientes escalones:

    - ATD2: 44%,
    - ATD3: 32% y ATD4: 31%,
    - ATD5: 15% y ATD6: 14%.

- Respecto de las tarifas BT, el consumo promedio del ATD1 es superior al de las demás ATD, con diferencias porcentuales menores a las tarifas AT. En el promedio 2008-2014, y considerando al ATD1 como 100%, las demás ATD registran valores decrecientes en los siguientes escalones:

    - ATD2: 66%,
    - ATD3: 58%, ATD4: 54% y ATD6: 50%,
    - ATD5: 39%.

Tabla 76: Consumo Promedio Mensual Por Tarifa y ATD DS1T/2012 (kWh)

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	1	3.022	3.072	2.600	2.231	2.119	2.496	2.334	-4,2%
	2	1.808	1.741	1.666	1.755	1.805	1.844	1.848	0,4%
	3	983	964	1.021	1.104	1.077	1.127	1.191	3,3%
	4	1.562	1.293	1.358	1.555	1.411	1.359	1.394	-1,9%
	5	2.834	2.615	2.178	2.043	2.047	2.237	2.390	-2,8%
	6	766	840	1.043	882	802	759	723	-1,0%
AT2PPP	1	3.531	1.164	1.157	1.047	1.035	1.103	1.429	-14,0%
	2	990	996	1.047	1.104	1.061	1.177	1.137	2,3%
	3	917	888	892	897	865	940	1.011	1,6%
	4	664	647	634	638	663	691	747	2,0%
	5	1.082	1.045	1.032	1.004	1.016	1.022	1.005	-1,2%
	6	658	786	639	868	691	717	699	1,0%
AT3PP	1	23.495	22.613	22.393	20.576	20.584	21.337	20.009	-2,6%
	2	15.683	15.310	14.877	15.399	15.089	15.627	15.392	-0,3%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	3	15.957	15.281	15.104	14.611	14.869	15.526	15.232	-0,8%
	4	16.344	16.429	16.487	13.725	13.497	13.601	12.641	-4,2%
	5	15.186	13.217	12.534	13.026	11.547	9.764	9.038	-8,3%
	6	10.697	9.464	8.577	8.043	7.934	7.200	6.676	-7,6%
AT3PPP	1	20.897	20.306	20.127	18.265	18.999	20.383	21.896	0,8%
	2	9.557	8.712	8.307	8.707	9.226	9.291	9.646	0,2%
	3	8.513	8.427	6.538	6.918	6.562	7.096	8.171	-0,7%
	4	7.674	6.506	6.217	6.487	6.596	6.046	6.343	-3,1%
	5	5.745	5.452	5.427	5.240	5.123	5.273	5.739	0,0%
	6	10.728	8.836	7.599	7.922	7.906	7.214	7.366	-6,1%
AT4.1	1	5.084	5.643	4.449	4.380	3.783	4.227	3.872	-4,4%
	2	2.707	2.603	2.509	2.921	2.446	16.103	2.676	-0,2%
	3	1.875	2.020	1.891	1.821	1.744	1.905	1.914	0,3%
	4	3.523	3.153	3.081	2.565	2.419	2.485	2.756	-4,0%
	5	6.311	4.534	3.531	3.607	3.728	3.702	3.747	-8,3%
	6	6.847	5.400	4.854	4.837	4.204	3.420	3.595	-10,2%
AT4.2	1	18.160	21.832	21.068	26.596	26.637	24.307	25.808	6,0%
	2	10.048	10.194	10.482	8.895	7.995	8.648	8.326	-3,1%
	3	6.030	5.707	5.441	5.289	5.346	5.600	5.376	-1,9%
	4	7.868	7.552	7.721	7.237	6.973	6.612	6.604	-2,9%
	5	8.591	6.194	5.474	5.844	5.988	5.540	3.946	-12,2%
	6	19.545	10.971	7.680	8.512	9.866	9.915	9.815	-10,8%
AT4.3	1	63.596	63.209	63.412	66.233	71.184	74.346	81.164	4,1%
	2	36.596	36.759	36.591	37.667	39.290	40.979	41.338	2,1%
	3	25.407	25.957	25.719	26.941	27.469	29.769	30.460	3,1%
	4	40.934	37.918	35.873	37.912	40.177	41.760	42.547	0,6%
	5	19.142	15.646	15.924	16.928	16.955	16.592	17.550	-1,4%
	6	21.310	18.750	19.206	20.204	20.164	19.462	18.051	-2,7%
BT1a	1	200	197	201	204	212	224	229	2,2%
	2	154	157	162	162	167	175	181	2,7%
	3	142	141	144	146	150	155	159	2,0%
	4	131	130	131	132	140	145	152	2,5%
	5	93	89	94	98	103	107	111	3,0%
	6	114	123	115	121	126	131	133	2,5%
BT1b	1	-	-	-	-	-	-	-	
	2	-	-	-	-	-	-	-	
	3	-	-	-	-	-	-	-	

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	4	38	35	30	32	34	37	35	-1,3%
	5	-	-	-	-	-	-	-	
	6	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	1	755	750	729	675	669	656	627	-3,0%
	2	2.792	2.942	1.693	1.575	1.601	1.653	1.607	-8,8%
	3	1.624	1.584	1.038	1.038	1.042	1.098	1.106	-6,2%
	4	2.492	2.270	1.881	1.625	1.569	1.582	1.548	-7,6%
	5	3.508	3.501	3.274	2.293	2.064	1.812	1.726	-11,2%
	6	2.936	2.858	2.897	1.656	1.146	951	856	-18,6%
BT2PPP	1	8.770	8.711	8.874	8.567	8.512	8.033	6.929	-3,9%
	2	1.381	1.386	1.363	1.368	1.339	1.372	1.402	0,3%
	3	1.630	1.786	3.601	3.491	3.497	3.633	3.280	12,4%
	4	1.621	1.594	1.360	1.327	1.387	1.569	1.539	-0,9%
	5	1.144	1.165	1.218	1.178	1.220	1.251	1.231	1,2%
	6	2.193	2.086	2.075	2.098	2.142	2.078	2.189	0,0%
BT3PP	1	4.323	4.218	4.103	3.974	4.000	4.034	3.810	-2,1%
	2	4.535	4.429	3.507	3.516	3.510	3.529	3.498	-4,2%
	3	3.767	3.547	3.508	3.492	3.507	3.513	3.463	-1,4%
	4	5.911	5.452	5.015	4.849	4.741	4.621	4.633	-4,0%
	5	2.491	2.635	2.243	2.705	2.683	2.847	2.891	2,5%
	6	3.313	3.298	2.926	2.948	2.737	2.681	2.633	-3,8%
BT3PPP	1	3.269	3.248	3.189	3.104	3.153	3.214	3.044	-1,2%
	2	2.493	2.451	2.431	2.535	2.521	2.510	2.479	-0,1%
	3	2.724	2.731	2.490	2.542	2.550	2.721	2.751	0,2%
	4	3.153	3.082	3.036	3.011	3.088	3.223	3.234	0,4%
	5	2.777	2.673	2.582	2.603	2.579	2.592	2.663	-0,7%
	6	3.313	3.267	3.132	3.079	3.087	3.140	3.233	-0,4%
BT4.1	1	2.670	2.322	2.316	2.465	2.544	2.964	2.539	-0,8%
	2	1.491	1.476	1.309	1.569	1.229	1.066	948	-7,3%
	3	2.074	2.051	1.807	1.777	1.697	1.970	1.948	-1,0%
	4	825	839	861	808	733	702	728	-2,1%
	5	1.573	1.466	1.616	1.564	1.648	1.704	1.918	3,4%
	6	1.388	1.456	1.427	1.455	1.360	1.382	1.399	0,1%
BT4.2	1	2.466	2.221	2.443	2.162	2.269	2.382	2.032	-3,2%
	2	3.320	3.233	3.085	3.226	3.823	4.158	4.355	4,6%
	3	2.249	2.430	2.397	2.429	2.431	3.031	3.216	6,1%
	4	3.600	4.136	3.194	2.247	2.220	2.008	2.089	-8,7%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD 2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	5	2.251	2.191	908	1.016	1.034	1.044	1.209	-9,8%
	6	4.730	4.317	2.414	2.386	2.129	2.512	2.613	-9,4%
BT4.3	1	7.826	7.584	7.076	6.919	6.819	6.616	6.927	-2,0%
	2	3.582	3.576	3.495	3.614	3.696	3.785	3.764	0,8%
	3	3.512	3.317	3.486	3.481	3.493	3.538	3.541	0,1%
	4	2.666	2.329	2.374	2.557	2.645	2.718	2.779	0,7%
	5	2.161	1.901	2.016	2.252	2.210	2.336	2.380	1,6%
	6	2.214	2.244	2.672	3.008	3.253	3.132	2.897	4,6%
Total	1	458	457	463	474	507	530	547	3,0%
	2	352	358	365	373	386	407	414	2,7%
	3	314	317	323	336	344	354	357	2,2%
	4	373	357	350	363	383	398	409	1,6%
	5	248	218	231	242	251	253	266	1,2%
	6	263	257	248	265	272	280	279	1,0%
Total AT	1	45.266	45.807	46.727	49.028	53.250	56.066	60.473	4,9%
	2	20.090	20.487	21.192	22.035	23.181	24.593	25.181	3,8%
	3	14.698	15.095	15.035	15.983	16.414	17.573	18.108	3,5%
	4	15.442	14.586	14.146	15.096	16.143	16.858	17.367	2,0%
	5	8.091	6.898	7.092	7.590	7.755	7.682	8.189	0,2%
	6	7.019	6.382	6.431	8.427	7.228	7.178	6.975	-0,1%
Total BT	1	307	303	304	306	316	329	332	1,3%
	2	196	200	203	204	210	219	223	2,2%
	3	177	176	178	181	185	191	195	1,6%
	4	166	165	165	165	171	177	183	1,7%
	5	117	112	118	121	126	130	135	2,4%
	6	152	157	148	155	159	163	165	1,3%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 74: Consumo Promedio Tarifas AT Por ATD (kWh)

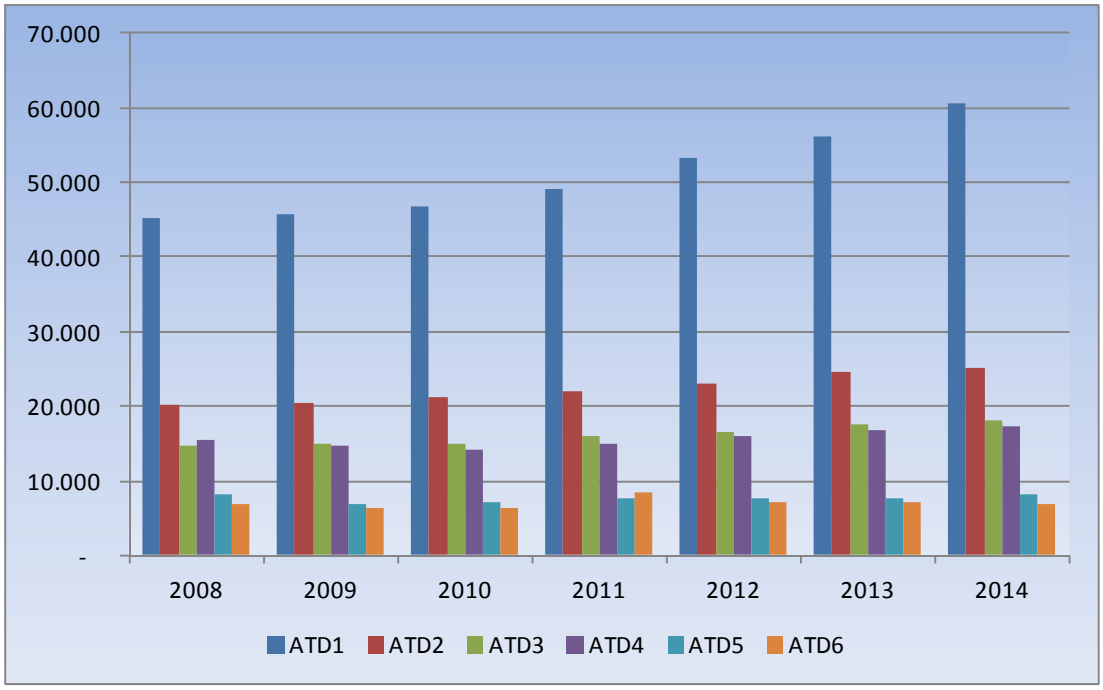
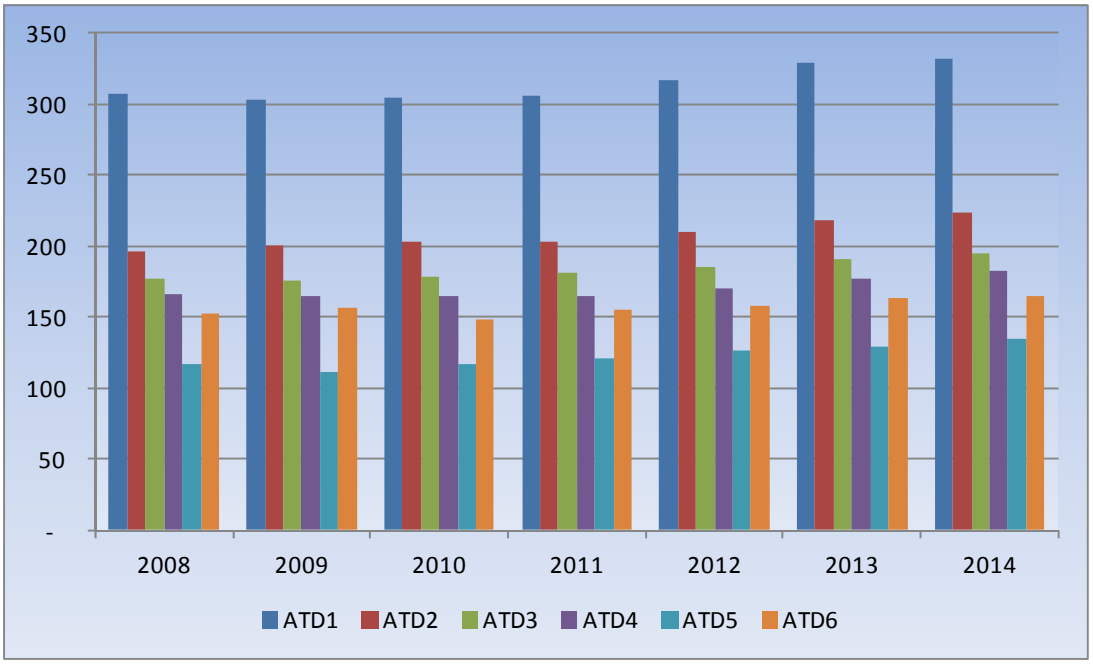


Gráfico 75: Consumo Promedio Tarifas BT Por ATD (kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Precio Medio**

Para determinar el precio medio por opción tarifaria se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria y clasificación según ATD 2012 de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Los valores monetarios se encuentran en $ de diciembre 2014.

En la tabla siguiente se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, según la clasificación ATD 2012. En el gráfico a continuación se ilustra la comparación entre los precios medios del período 2008 – 2014 para cada tarifa y ATD 2012, observándose que:

- En AT, los precios medios promedio se incrementan según el número de ATD. En todos los casos los valores mayores se registran en AT2. De las opciones horarias, AT4.2 es la más cara, a excepción de la ATD1, que corresponde a AT4.1. AT4.3 es la de menor valor promedio.

- En BT, se presenta un comportamiento variable según la ATD, con diferencias de hasta un 80% en BT2PPP entre las ATD1 y ATD6. BT4.1 registra el menor precio medio, a excepción de las ATD1 y ATD3. BT4.2 es la de mayor precio medio en las ATD2, ATD4, ATD5 y ATD6.

Tabla 77: Precio Medio Por ATD 2012 ($/kWh)

Tarifa	ATD2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	1	110,86	107,86	94,50	92,89	46,91	65,66	71,17
	2	114,85	121,34	109,09	103,55	86,84	79,82	85,00
	3	132,87	151,16	133,19	120,35	107,01	99,87	101,48
	4	133,85	141,42	127,59	125,24	104,17	97,42	100,31
	5	122,88	128,31	121,14	116,86	99,81	98,03	101,68
	6	151,48	163,41	154,06	148,79	146,44	147,17	157,00
AT2PPP	1	110,51	118,82	102,09	101,69	82,92	79,08	68,89
	2	121,73	133,07	114,34	108,54	92,41	79,63	84,81
	3	133,21	145,14	127,98	120,69	106,00	95,40	97,95
	4	129,88	134,91	123,08	125,15	106,78	99,35	100,90
	5	130,30	134,84	121,94	117,88	101,57	101,04	106,04
	6	130,37	133,37	134,39	130,19	116,18	111,18	118,34
AT3PP	1	97,22	96,78	82,93	79,17	61,61	58,49	65,73
	2	102,78	108,27	97,47	87,53	73,94	71,13	77,97
	3	96,93	107,62	94,09	84,99	73,08	72,61	80,19
	4	111,37	107,51	94,41	95,69	79,78	75,86	82,41

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	5	98,41	113,67	103,52	93,95	80,94	82,27	84,25
	6	107,59	112,75	97,65	101,08	102,69	106,84	108,87
AT3PPP	1	93,28	93,85	79,62	76,29	60,06	58,38	65,25
	2	105,68	114,97	99,99	90,11	75,63	71,29	76,88
	3	111,04	119,09	106,93	99,34	85,94	81,28	85,71
	4	113,58	115,73	102,15	101,94	85,32	84,14	90,59
	5	118,57	124,49	109,88	104,01	89,50	90,05	93,35
	6	111,61	121,48	104,51	104,34	93,13	110,14	96,63
AT4.1	1	89,05	87,32	74,70	69,89	58,15	54,49	60,39
	2	96,10	99,28	89,60	85,20	75,50	57,98	76,13
	3	106,69	106,62	95,66	93,07	77,27	73,66	78,27
	4	104,47	101,90	88,98	93,28	81,71	78,33	81,96
	5	100,20	110,36	98,76	92,71	79,54	82,38	85,37
	6	103,41	112,43	100,47	94,43	89,73	100,41	101,29
AT4.2	1	84,95	85,21	72,22	70,25	54,96	53,66	61,96
	2	99,47	101,87	88,06	87,73	74,28	67,64	72,42
	3	97,24	107,40	95,76	89,73	75,50	75,21	81,73
	4	101,91	102,42	88,85	87,38	73,16	74,81	81,61
	5	99,53	110,20	91,28	85,53	81,21	79,27	96,71
	6	100,15	111,80	107,50	102,78	103,37	108,73	109,72
AT4.3	1	86,13	86,73	74,21	69,62	55,46	53,04	59,82
	2	90,71	94,44	82,30	79,50	65,86	63,48	69,54
	3	93,79	99,69	88,27	81,29	69,18	68,09	74,08
	4	93,66	90,43	79,49	78,95	65,18	65,25	72,45
	5	97,11	103,53	89,40	83,88	72,29	74,29	78,08
	6	88,13	103,37	90,38	87,42	80,91	82,89	85,93
BT1a	1	120,49	120,36	105,63	99,55	81,90	76,33	83,62
	2	130,92	133,04	117,65	112,38	96,66	92,28	99,67
	3	135,84	144,60	131,59	121,03	106,84	103,69	110,63
	4	148,02	146,16	132,38	132,67	115,56	110,50	117,56
	5	174,51	179,27	164,08	155,80	139,62	137,35	142,16
	6	146,32	176,79	161,64	159,83	148,57	144,98	149,17
BT1b	4	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
BT2PP	1	156,84	160,85	145,76	140,29	83,50	81,91	121,58
	2	128,28	131,08	119,48	113,44	97,83	94,41	101,27
	3	130,85	120,62	137,55	127,35	115,41	114,47	117,18
	4	143,00	139,42	126,26	130,24	113,61	108,03	114,86
	5	162,53	161,73	151,43	144,01	129,29	133,51	137,20

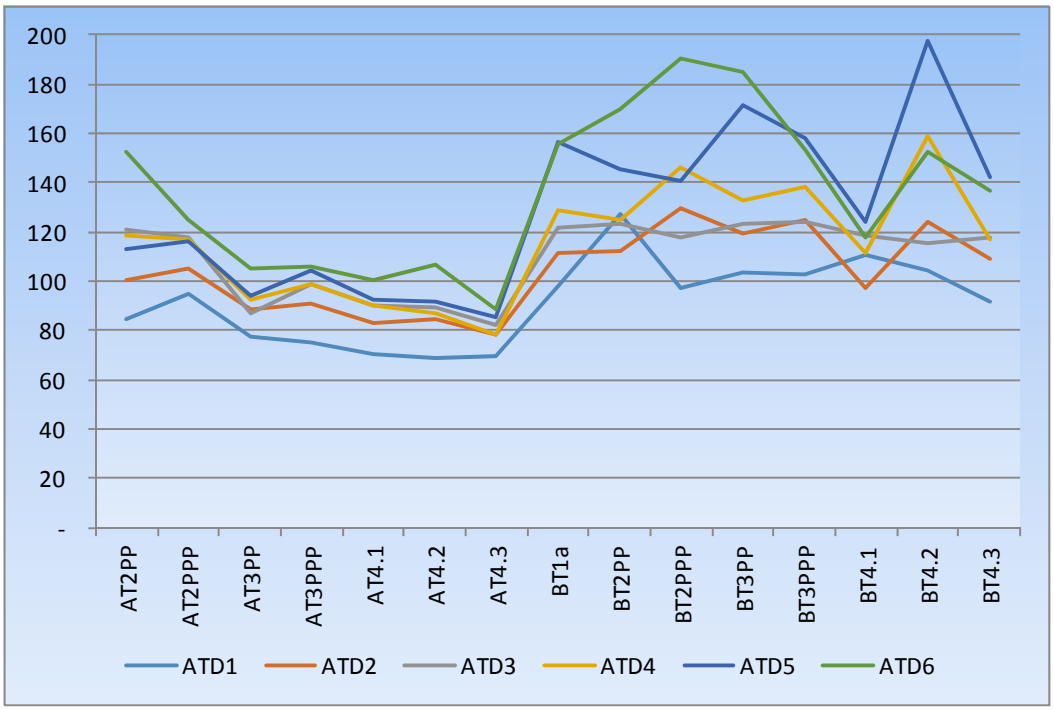
Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	6	166,36	182,19	172,72	165,21	167,54	162,57	170,98
BT2PPP	1	109,92	108,78	95,22	92,38	75,20	93,29	107,04
	2	148,69	151,78	143,16	134,54	116,60	105,04	108,15
	3	157,35	176,70	109,74	106,76	90,57	86,47	95,92
	4	160,81	167,33	152,21	152,72	133,11	124,08	132,38
	5	164,50	161,32	142,83	140,36	123,39	122,77	129,70
	6	133,19	433,24	170,48	159,94	144,14	143,22	149,53
BT3PP	1	121,39	124,13	110,90	105,36	86,17	83,80	92,31
	2	134,02	140,11	131,72	117,35	102,76	102,43	109,57
	3	131,48	144,12	134,44	119,92	105,98	109,23	116,81
	4	147,73	151,07	136,71	136,20	119,39	115,12	122,39
	5	190,28	187,93	194,33	166,38	153,26	148,32	159,91
	6	167,34	193,21	189,80	179,70	189,08	187,04	188,78
BT3PPP	1	121,63	121,22	111,09	106,59	87,02	80,49	88,74
	2	142,96	151,10	143,23	120,48	105,50	100,38	107,63
	3	131,58	144,32	134,32	127,33	111,98	105,76	111,90
	4	155,96	159,13	141,98	141,42	122,85	120,68	128,01
	5	179,81	184,41	170,82	154,60	135,88	138,19	142,84
	6	151,57	173,60	158,51	154,04	144,07	144,11	146,85
BT4.1	1	134,02	137,85	120,71	112,01	93,75	83,70	91,69
	2	107,05	104,98	102,17	94,54	85,62	86,04	99,87
	3	130,60	135,54	125,63	125,28	103,83	100,45	106,96
	4	127,74	123,10	110,55	115,48	103,22	105,01	95,53
	5	142,74	150,40	130,41	127,31	110,71	112,20	92,32
	6	105,85	123,74	120,68	118,42	119,91	119,73	114,18
BT4.2	1	121,81	131,86	109,11	105,42	89,20	85,57	87,47
	2	138,77	143,93	130,42	128,79	113,01	105,60	109,77
	3	129,06	135,71	121,86	110,93	100,00	100,13	109,72
	4	164,48	156,60	147,80	174,04	153,20	155,29	159,33
	5	155,93	150,28	239,62	224,24	217,42	209,01	188,30
	6	142,40	143,98	159,37	168,24	170,87	142,22	142,37
BT4.3	1	107,71	109,91	98,59	93,25	75,87	74,12	81,37
	2	124,63	127,98	116,50	109,75	94,86	91,86	98,51
	3	127,84	138,12	124,83	122,17	101,42	102,16	108,11
	4	131,82	135,62	121,02	115,02	100,84	100,06	112,93
	5	150,45	161,24	146,76	138,38	129,69	129,01	139,70
	6	146,39	160,02	138,40	133,58	124,35	122,56	132,60
Total AT	1	88,09	88,33	75,45	70,77	56,11	53,66	60,42

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	ATD2012	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	2	93,04	97,02	84,64	81,00	67,20	64,54	70,58
	3	95,62	101,99	90,16	82,91	70,58	69,30	75,30
	4	96,32	93,39	82,21	81,53	67,28	66,91	73,96
	5	100,69	107,78	93,65	87,69	75,43	77,20	80,89
	6	95,48	108,79	95,67	92,29	85,63	88,61	90,32
Total BT	1	119,59	120,06	106,02	100,14	81,67	77,63	85,47
	2	131,15	133,77	119,50	113,07	97,44	93,38	100,62
	3	135,10	143,36	131,10	121,10	106,58	103,89	110,74
	4	150,46	149,28	134,64	133,79	116,80	111,60	118,62
	5	172,00	176,13	161,36	153,28	137,55	136,14	141,01
	6	145,92	187,84	160,96	158,39	148,11	144,47	148,96
Total	1	109,11	109,29	95,48	89,69	72,01	68,50	75,56
	2	114,11	117,40	103,85	98,40	83,47	79,95	86,63
	3	117,73	124,79	112,54	103,25	89,77	87,81	94,44
	4	120,09	118,82	106,54	104,94	89,07	86,57	93,69
	5	133,70	142,24	127,50	120,07	106,22	106,94	110,85
	6	124,22	156,34	134,04	130,57	121,40	120,68	124,40

Gráfico 76: Precio Medio Promedio Según ATD2012 ($/kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

d) Opción Tarifaria según empresa Grande – Mediana - Pequeña

Las ventas por comuna informadas por cada empresa distribuidora en Ingresos de Explotación en el período 2008 – 2014, fueron agrupadas según el VNR 2014 presentado a SEC, de modo de revisar si existe una relación entre el tipo de cliente con su consumo asociado y el tamaño de la empresa. En la tabla siguiente se muestra para cada empresa el VNR 2014 informado con su clasificación resultante.

Tabla 78: Clasificación Empresas Según Tamaño

Empresa	VNR 2014 (MM$)	Tamaño Empresa
CHILECTRA	942.711	Grande
CGED	821.880	Grande
CHILQUINTA	302.410	Mediana
SAESA	292.523	Mediana
FRONTEL	285.859	Mediana
CONAFE	221.051	Mediana
EMELECTRIC	-	Mediana
ELECDA	88.779	Pequeña
COPELEC	59.049	Pequeña
EMELAT	50.395	Pequeña
ELIQSA	47.527	Pequeña
LUZ OSORNO	42.479	Pequeña
EDELAYSEN	37.237	Pequeña
EMELARI	36.582	Pequeña
EEPA	35.028	Pequeña
LUZ PARRAL	34.535	Pequeña
COOPELAN	32.607	Pequeña
CRELL	31.266	Pequeña
LITORAL	30.896	Pequeña
LUZ LINARES	30.464	Pequeña
EDELMAG	28.651	Pequeña
CODINER	22.930	Pequeña
COELCHA	22.537	Pequeña
COOPREL	13.755	Pequeña
EDECSA	13.367	Pequeña
SOCOEPA	11.710	Pequeña
CEC	10.105	Pequeña
EEC	7.214	Pequeña
LUZ ANDES	5.095	Pequeña

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Empresa	VNR 2014 (MM$)	Tamaño Empresa
TIL TIL	4.153	Pequeña
EMELCA	2.453	Pequeña
COOPERSOL	-	Pequeña
EMETAL	-	Pequeña
ENELSA	-	Pequeña

El análisis incluyó los siguientes ítems:

- **Cargos Fijos**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la cantidad de cargos fijos facturados en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según tamaño, se observa que:

- A nivel de total BT la tasa de crecimiento promedio es mayor mientras menor es el tamaño de la empresa. En el caso del total AT, el menor crecimiento lo registran las empresas medianas.
- A nivel de detalle por tarifa, la tasa de crecimiento promedio:
  - Para las tarifas AT, es mayor mientras más pequeña es la empresa. La excepción es la opción AT4.3, con un crecimiento menor para las empresas medianas, y dado su mayor participación respecto de las tarifas restantes, marca la tendencia del total AT.
  - Respecto de las tarifas BT, en el caso de la opción BT1 es mayor mientras más pequeña es la empresa, y dado que representa el 97% de los cargos fijos, el total BT sigue a esta opción. Las demás opciones registran resultados mixtos.
- Respecto de las tasas de crecimiento anual, a nivel del total por nivel de tensión, no se registra un patrón claro que permita comparar por tamaño de empresa.
- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria, en la cantidad de cargos fijos no BT1, se distingue:
  - Las tarifas AT2PP, AT3, AT4.1, AT4.2, BT4.1 y BT4.2 registran menos del 5% de los clientes en todos los tamaños de empresa.
  - Las empresas grandes registran una mayor participación de las opciones BT2PP, BT3PP y BT4.3. Es consecuente con el resultado de la ATD1 revisado anteriormente.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

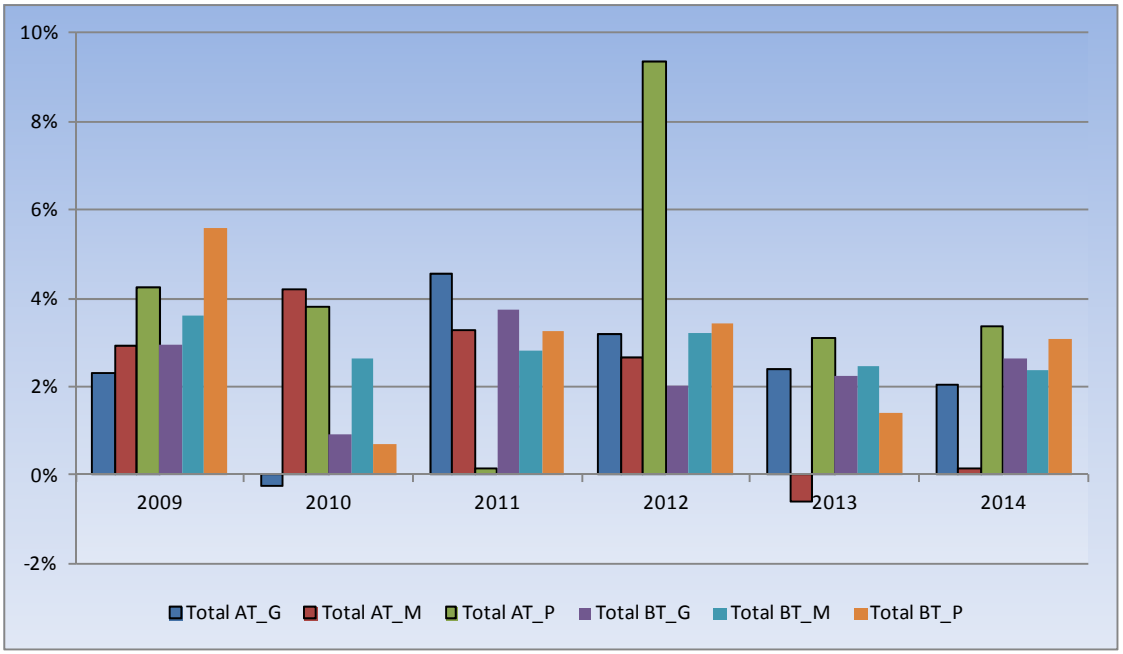
Tabla 79: Cargos Fijos Facturados y Tasa de crecimiento Promedio Según Tamaño Empresa

Tarifa	Tamaño	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	Grande	21.957	22.124	21.169	22.144	22.354	22.196	21.998	0,03%
	Mediana	18.059	18.469	19.888	19.242	19.844	20.326	20.936	2,49%
	Pequeña	8.151	8.511	8.813	9.507	10.195	10.632	10.829	4,85%
AT2PPP	Grande	21.948	21.179	18.235	18.415	17.845	17.783	17.429	-3,77%
	Mediana	71.254	72.654	72.496	74.207	75.424	75.861	75.309	0,93%
	Pequeña	29.531	30.035	29.964	26.226	31.174	31.700	32.171	1,44%
AT3PP	Grande	30.335	30.273	29.623	29.821	30.090	29.839	30.190	-0,08%
	Mediana	9.863	9.841	9.468	9.845	10.031	10.015	10.323	0,76%
	Pequeña	6.223	6.471	6.613	6.545	7.036	7.181	7.156	2,36%
AT3PPP	Grande	15.747	15.499	15.112	15.302	15.344	15.764	16.131	0,40%
	Mediana	16.074	16.069	18.550	18.988	18.918	18.712	18.985	2,81%
	Pequeña	7.428	7.609	8.011	8.351	8.611	9.235	9.861	4,84%
AT4.1	Grande	564	554	505	496	514	501	452	-3,62%
	Mediana	12.549	12.301	12.044	11.761	11.607	11.119	10.735	-2,57%
	Pequeña	1.271	1.313	1.280	1.350	1.305	1.269	1.212	-0,79%
AT4.2	Grande	1.948	1.831	1.801	1.746	1.734	1.680	1.614	-3,09%
	Mediana	4.023	3.776	3.610	3.492	3.413	3.235	3.001	-4,77%
	Pequeña	3.391	3.255	3.171	3.156	3.005	2.880	2.738	-3,50%
AT4.3	Grande	87.062	92.284	96.838	103.690	109.877	114.759	118.863	5,33%
	Mediana	87.144	92.270	98.838	105.061	109.801	108.289	108.607	3,74%
	Pequeña	41.480	44.418	47.609	50.483	54.152	56.166	59.124	6,09%
BT1a	Grande	31.693.345	32.635.403	32.862.909	34.086.062	34.781.143	35.551.946	36.488.207	2,38%
	Mediana	18.577.567	19.247.395	19.745.773	20.293.258	20.949.094	21.469.707	21.981.501	2,84%
	Pequeña	8.581.159	9.094.706	9.165.675	9.470.898	9.790.516	9.956.980	10.249.277	3,00%
BT1b	Grande	-	-	-	-	-	-	-	
	Mediana	-	-	-	-	-	-	-	
	Pequeña	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,64%
BT2PP	Grande	218.288	212.382	272.454	285.149	283.013	284.468	285.019	4,55%
	Mediana	105.185	113.303	116.720	127.995	129.284	131.065	131.948	3,85%
	Pequeña	36.314	38.634	40.233	43.817	47.327	49.139	48.339	4,88%
BT2PPP	Grande	50.131	47.596	43.461	43.154	42.005	40.839	40.699	-3,41%
	Mediana	27.898	23.974	28.095	27.516	26.932	26.675	26.581	-0,80%
	Pequeña	32.481	31.018	31.366	31.261	30.160	28.085	28.518	-2,15%
BT3PP	Grande	257.605	260.873	272.211	279.133	284.312	289.769	300.087	2,58%
	Mediana	27.384	27.832	26.980	28.606	29.521	30.272	30.474	1,80%
	Pequeña	31.537	33.483	35.925	37.199	39.305	40.966	41.029	4,48%
BT3PPP	Grande	71.582	72.859	71.398	74.097	76.074	78.375	81.118	2,11%
	Mediana	45.076	48.103	53.717	55.555	58.073	58.756	61.428	5,29%
	Pequeña	28.096	28.711	29.840	30.379	31.583	32.458	32.641	2,53%
BT4.1	Grande	4.664	4.321	3.962	3.864	3.701	3.586	3.571	-4,35%
	Mediana	23.056	21.586	20.836	20.476	20.481	20.862	20.452	-1,98%
	Pequeña	2.630	2.521	2.415	2.345	2.283	2.259	2.200	-2,93%
BT4.2	Grande	796	775	708	743	773	785	765	-0,66%
	Mediana	1.234	1.122	1.003	954	914	876	794	-7,09%
	Pequeña	2.477	2.252	2.884	2.779	2.724	2.697	2.528	0,34%
BT4.3	Grande	106.185	122.073	137.560	153.909	168.702	184.932	192.116	10,39%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	Mediana	38.596	46.156	48.639	54.617	58.121	62.019	64.350	8,89%
	Pequeña	19.554	20.751	22.578	24.275	26.459	26.986	28.379	6,40%
Total AT	Grande	179.561	183.744	183.283	191.614	197.758	202.521	206.677	2,37%
	Mediana	218.966	225.380	234.894	242.596	249.038	247.557	247.897	2,09%
	Pequeña	97.475	101.612	105.461	105.618	115.478	119.063	123.091	3,97%
Total BT	Grande	32.402.596	33.356.282	33.664.663	34.926.110	35.639.723	36.434.699	37.391.582	2,42%
	Mediana	18.845.996	19.529.471	20.041.764	20.608.977	21.272.420	21.800.232	22.317.529	2,86%
	Pequeña	9.020.310	9.523.571	9.590.418	9.901.911	10.243.223	10.386.472	10.708.083	2,90%
Total	Grande	32.582.157	33.540.026	33.847.946	35.117.724	35.837.481	36.637.220	37.598.259	2,42%
	Mediana	19.064.962	19.754.851	20.276.658	20.851.573	21.521.458	22.047.789	22.565.426	2,85%
	Pequeña	9.117.785	9.625.183	9.695.879	10.007.529	10.358.701	10.505.535	10.831.174	2,91%

Gráfico 77: Tasa de Crecimiento Anual Cargos Fijos Facturados Por Tamaño Empresa



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 78: Participación Tarifas AT en Cargos Fijos No BT1 Por Tamaño Empresa

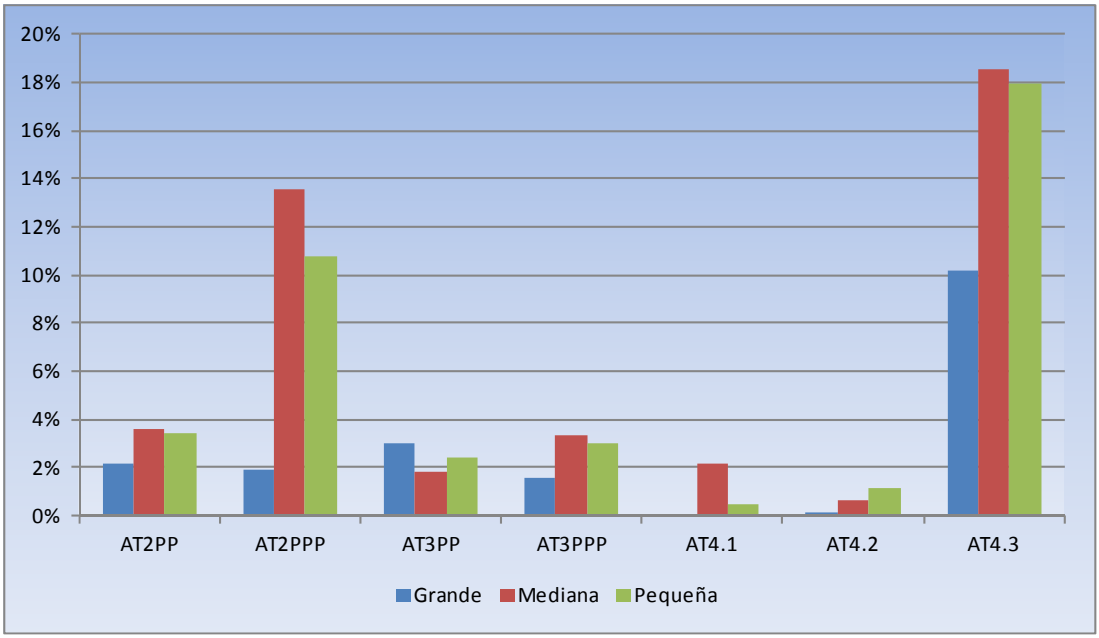
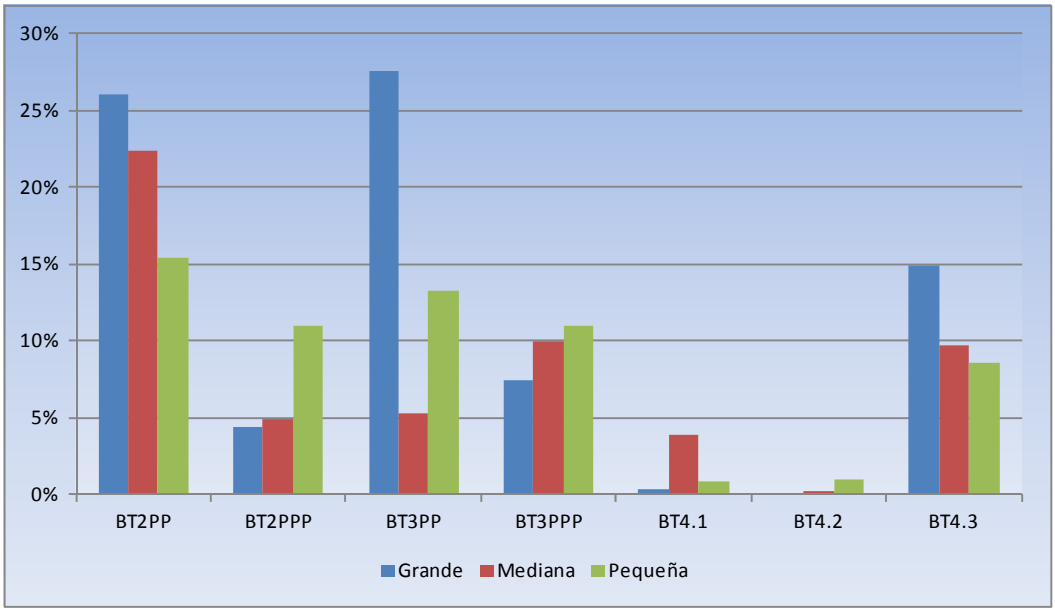


Gráfico 79: Participación Tarifas BT en Cargos Fijos No BT1 Por Tamaño Empresa



- **Energía**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la energía facturada en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según tamaño de empresa, se observa que:

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- En AT, las empresas grandes registran una mayor tasa de crecimiento promedio y anual (a excepción de los años 2010 y 2011).

- En BT, las empresas medianas registran una mayor tasa de crecimiento promedio, con el menor valor para las empresas grandes. A nivel anual los resultados son mixtos.

- A nivel total, la tasa de crecimiento ha seguido la tendencia del tamaño de la empresa, a excepción de los años 2010 y 2011.

- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria en la energía vendida, se distingue:

    - En las tarifas AT, a excepción de la tarifa AT4.3, no se registra una participación promedio superior al 3,6%. AT4.3 oscila entre el 33,6 y 44,2%, siendo menores las empresas grandes y mayores las medianas.

    - En las tarifas BT, la tarifa BT1a oscila entre 39,7% y 42,2%, siendo menores las empresas medianas y mayores las grandes.

Tabla 80: Energía Vendida Por Tarifa - Tamaño Empresa (MWh) y Tasa De Crecimiento Promedio

Tarifa	Tamaño Empresa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
AT2PP	Grande	40.032	39.266	35.807	38.867	40.547	41.144	40.730	0,3%
	Mediana	23.367	22.057	25.009	25.733	25.231	26.628	30.278	4,4%
	Pequeña	12.746	12.229	10.919	12.483	13.148	14.355	14.462	2,1%
AT2PPP	Grande	25.655	21.114	19.021	19.805	18.511	19.361	19.171	-4,7%
	Mediana	50.791	50.702	49.996	51.906	53.612	57.716	60.709	3,0%
	Pequeña	38.035	38.893	36.993	35.475	37.101	38.375	37.116	-0,4%
AT3PP	Grande	585.184	559.605	534.043	516.437	515.876	531.375	515.863	-2,1%
	Mediana	151.086	139.455	132.667	129.011	126.525	131.359	127.152	-2,8%
	Pequeña	112.643	118.802	121.081	118.384	128.903	129.150	127.247	2,1%
AT3PPP	Grande	239.822	221.266	213.116	203.190	214.318	230.869	251.139	0,8%
	Mediana	119.261	113.027	108.042	116.393	115.576	118.339	135.156	2,1%
	Pequeña	68.743	65.225	64.604	68.107	67.223	69.833	78.654	2,3%
AT4.1	Grande	2.039	2.094	1.664	1.713	1.536	1.432	1.524	-4,7%
	Mediana	48.831	39.231	32.029	29.646	28.414	28.633	28.013	-8,8%
	Pequeña	5.489	4.818	4.406	5.129	5.176	9.499	4.378	-3,7%
AT4.2	Grande	24.119	24.430	24.252	20.724	19.127	18.760	18.385	-4,4%
	Mediana	22.148	19.815	17.415	16.072	15.880	15.626	14.609	-6,7%
	Pequeña	34.076	28.387	26.862	25.931	24.930	24.715	21.409	-7,5%
AT4.3	Grande	3.937.301	4.217.511	4.449.237	4.959.417	5.651.483	6.141.864	6.698.687	9,3%
	Mediana	2.549.773	2.603.524	2.686.024	2.988.397	3.251.500	3.438.074	3.564.359	5,7%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño Empresa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
	Pequeña	1.190.841	1.199.127	1.320.399	1.450.825	1.529.836	1.602.268	1.660.514	5,7%
BT1a	Grande	5.629.174	5.807.364	6.004.434	6.257.275	6.611.978	7.097.327	7.465.096	4,8%
	Mediana	2.338.884	2.424.302	2.518.011	2.622.006	2.810.707	2.993.412	3.176.194	5,2%
	Pequeña	1.308.051	1.346.050	1.407.977	1.495.981	1.591.122	1.695.633	1.777.682	5,2%
BT1b	Grande	-	-	-	-	-	-	-	
	Mediana	-	-	-	-	-	-	-	
	Pequeña	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-2,0%
BT2PP	Grande	343.189	356.440	328.759	321.034	323.982	334.156	320.924	-1,1%
	Mediana	221.713	231.098	178.783	177.993	175.049	178.347	177.862	-3,6%
	Pequeña	79.575	80.854	82.604	81.191	80.945	80.749	77.780	-0,4%
BT2PPP	Grande	242.799	228.840	216.687	203.715	197.349	183.752	164.947	-6,2%
	Mediana	48.240	45.120	92.493	88.425	87.348	90.356	82.946	9,5%
	Pequeña	43.817	40.011	39.010	38.656	38.086	36.551	36.851	-2,8%
BT3PP	Grande	1.131.606	1.120.275	1.079.579	1.078.515	1.102.938	1.131.845	1.119.438	-0,2%
	Mediana	114.319	108.510	103.105	108.340	112.354	115.745	115.437	0,2%
	Pequeña	116.924	118.412	125.437	127.790	134.152	139.448	136.840	2,7%
BT3PPP	Grande	223.523	225.210	217.211	222.464	228.769	236.378	233.666	0,7%
	Mediana	129.227	137.469	143.317	151.644	159.872	171.442	181.100	5,8%
	Pequeña	70.819	70.259	70.396	70.984	74.850	78.748	79.979	2,0%
BT4.1	Grande	10.466	8.716	7.753	8.264	7.639	8.112	7.018	-6,4%
	Mediana	25.314	23.700	23.068	21.635	20.153	20.497	20.629	-3,4%
	Pequeña	3.305	3.490	3.236	3.205	2.963	3.044	3.028	-1,4%
BT4.2	Grande	2.604	2.400	2.193	2.229	2.690	2.961	2.853	1,5%
	Mediana	2.554	2.650	2.095	2.007	1.945	2.289	2.244	-2,1%
	Pequeña	10.518	8.890	7.261	6.789	6.085	6.993	6.744	-7,1%
BT4.3	Grande	688.390	780.353	835.219	921.197	1.003.527	1.079.786	1.159.426	9,1%
	Mediana	111.147	121.001	133.401	155.162	168.968	183.526	193.146	9,6%
	Pequeña	70.528	70.974	79.103	89.782	97.525	104.207	107.070	7,2%
Total AT	Grande	4.854.153	5.085.285	5.277.140	5.760.153	6.461.398	6.984.805	7.545.498	7,6%
	Mediana	2.965.257	2.987.812	3.051.183	3.357.159	3.616.738	3.816.375	3.960.276	4,9%
	Pequeña	1.462.573	1.467.482	1.585.264	1.716.335	1.806.317	1.888.195	1.943.781	4,9%
Total BT	Grande	8.271.750	8.529.599	8.691.836	9.014.693	9.478.871	10.074.316	10.473.368	4,0%
	Mediana	2.991.398	3.093.851	3.194.273	3.327.212	3.536.396	3.755.614	3.949.557	4,7%
	Pequeña	1.714.361	1.748.529	1.822.867	1.922.615	2.034.943	2.154.519	2.235.589	4,5%
Total	Grande	13.125.903	13.614.885	13.968.976	14.774.845	15.940.269	17.059.121	18.018.867	5,4%
	Mediana	5.956.655	6.081.663	6.245.455	6.684.371	7.153.134	7.571.989	7.909.833	4,8%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño Empresa	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Crec Prom 2009-2014
	Pequeña	3.176.934	3.216.011	3.408.131	3.638.950	3.841.260	4.042.714	4.179.370	4,7%

Gráfico 80: Tasa de Crecimiento Anual Energía Vendida Total AT Por Tamaño Empresa

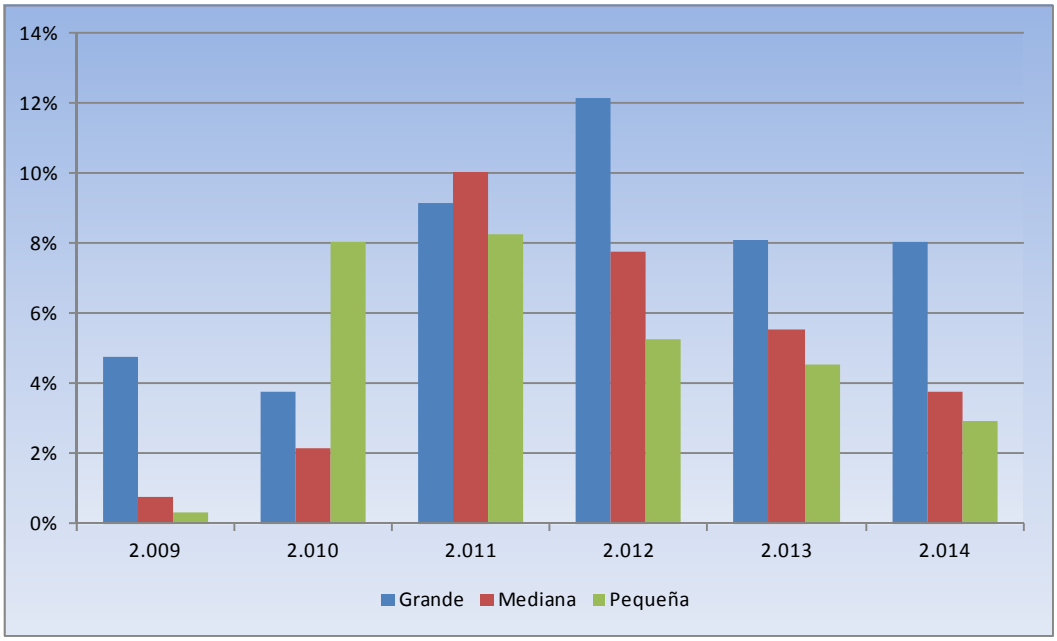
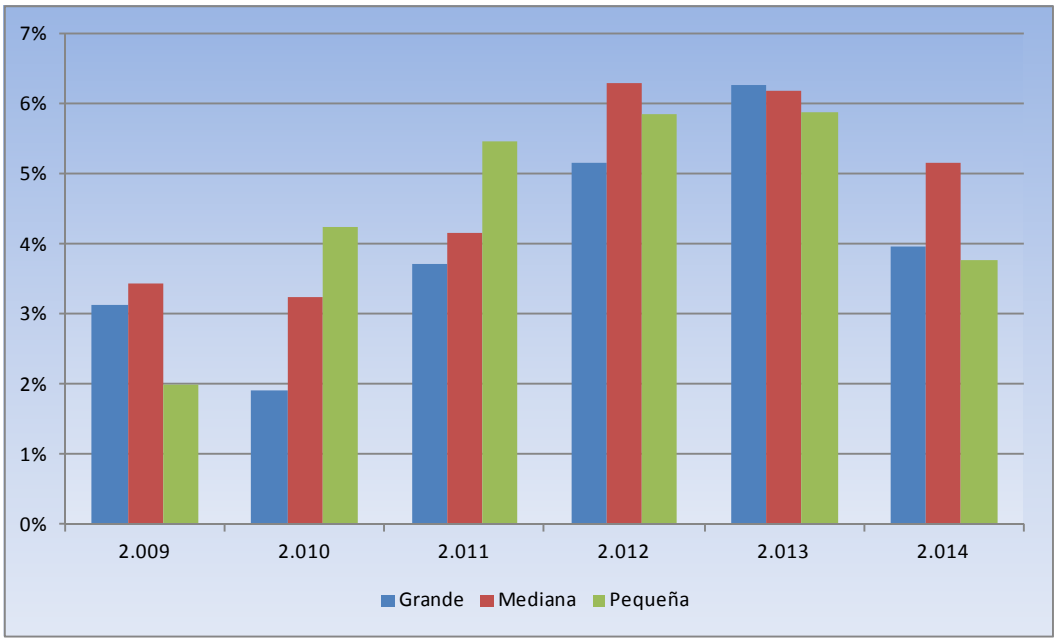


Gráfico 81: Tasa de Crecimiento Anual Energía Vendida Total BT Por Tamaño Empresa



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 82: Tasa de Crecimiento Anual Energía Vendida Total Por Tamaño Empresa

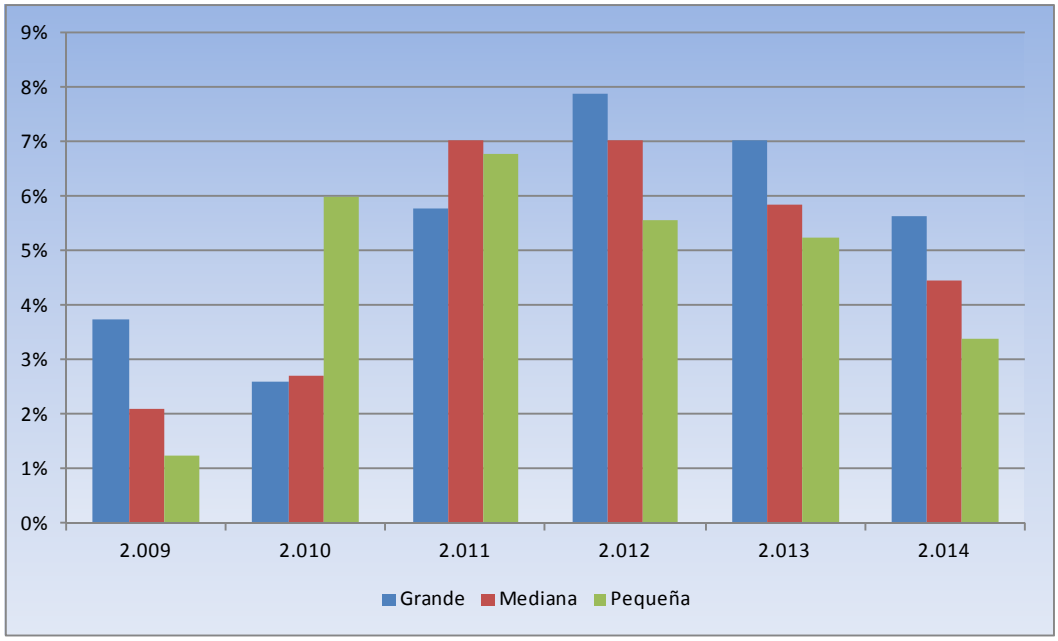
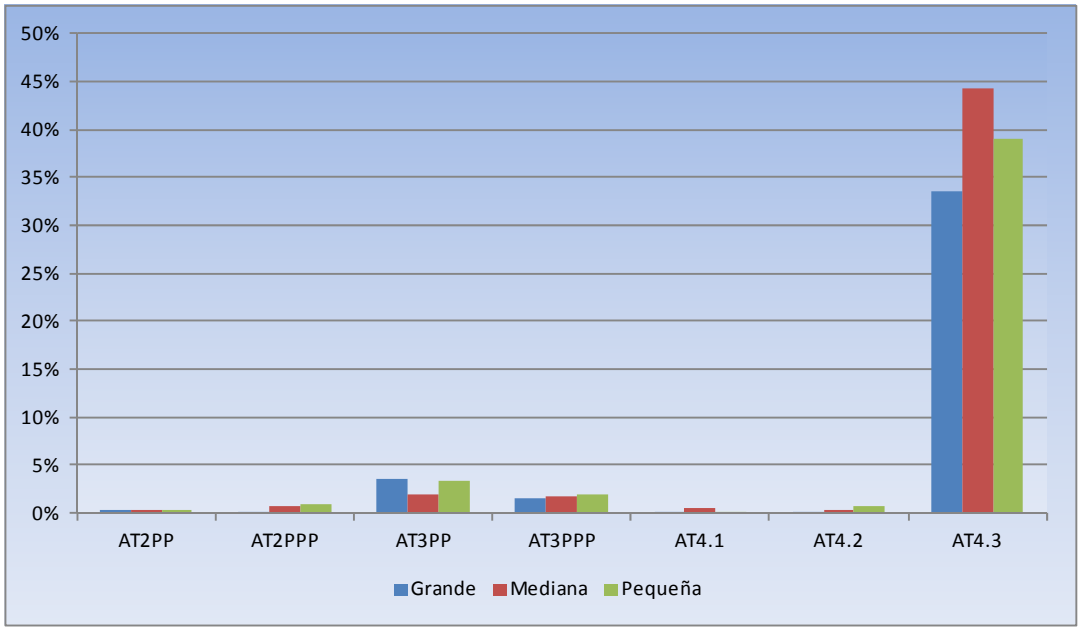
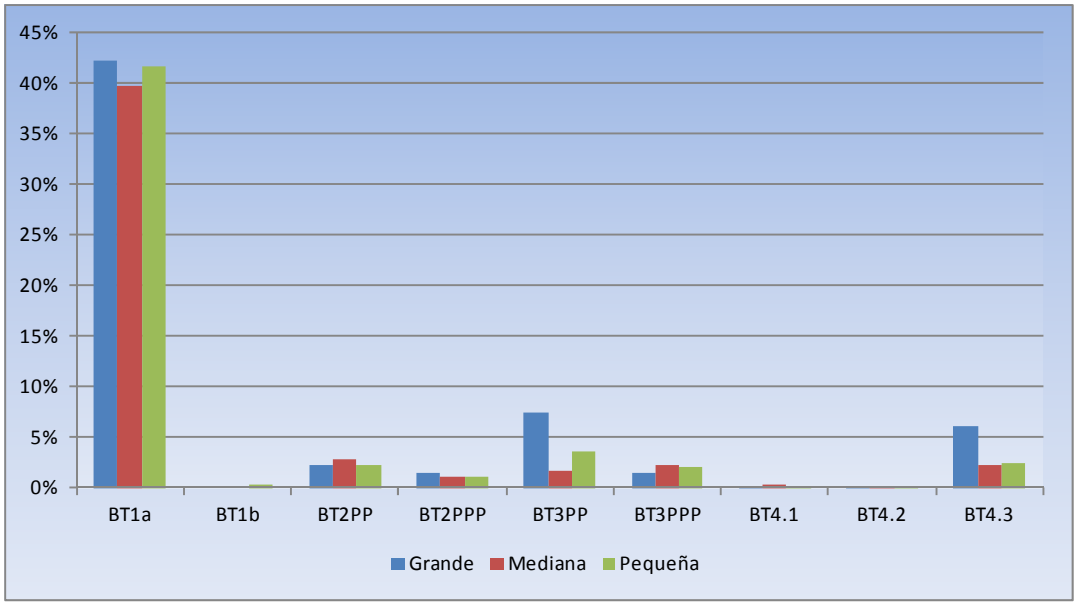


Gráfico 83: Participación Tarifas AT Promedio 2008 – 2014 en Energía Total



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 84: Participación Tarifas BT Promedio 2008 – 2014 en Energía Total



- **Ventas Medias**

Con la información de cargos fijos y energía precedentemente, se determinó el consumo promedio mensual para cada tarifa según la clasificación por tamaño de empresa, como el cuociente entre la energía y la cantidad de cargos fijos, lo que permite visualizar tanto el consumo promedio de los clientes asociados a una tarifa como su evolución en el tiempo.

En la tabla siguiente se incluye el consumo promedio con las tasas de crecimiento promedio 2009 – 2014. A continuación, se muestran los gráficos con el Consumo Promedio AT y BT según tamaño de empresa. A nivel total según tamaño de empresa, se observa que:

- En Total y Total AT, la tasa de crecimiento promedio es decreciente según se disminuye el tamaño de la empresa. En Total BT, las diferencias son menores, con los mayores valores en las empresas medianas.

- En el caso de las tarifas AT, el consumo promedio de las empresas grandes es superior a las otras empresas. En el promedio 2008-2014, las empresas medianas y pequeñas alcanzan el 46% y 50% de las empresas grandes, respectivamente.

- Respecto de las tarifas BT, el consumo promedio de las empresas grandes es superior a las otras empresas, con diferencias porcentuales menores que las tarifas AT. En el promedio 2008-2014, las empresas medianas y pequeñas alcanzan el 62% y 74% de las empresas grandes, respectivamente.

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tabla 81: Consumo Promedio Mensual Por Tamaño Empresa (kWh)

Tarifa	Tamaño	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	Grande	1.823	1.775	1.691	1.755	1.814	1.854	1.852	0,3%
	Mediana	1.294	1.194	1.257	1.337	1.271	1.310	1.446	1,9%
	Pequeña	1.564	1.437	1.239	1.313	1.290	1.350	1.335	-2,6%
AT2PPP	Grande	1.169	997	1.043	1.075	1.037	1.089	1.100	-1,0%
	Mediana	713	698	690	699	711	761	806	2,1%
	Pequeña	1.288	1.295	1.235	1.353	1.190	1.211	1.154	-1,8%
AT3PP	Grande	19.291	18.485	18.028	17.318	17.145	17.808	17.087	-2,0%
	Mediana	15.319	14.171	14.012	13.104	12.613	13.116	12.317	-3,6%
	Pequeña	18.101	18.359	18.310	18.088	18.321	17.985	17.782	-0,3%
AT3PPP	Grande	15.230	14.276	14.102	13.278	13.967	14.645	15.568	0,4%
	Mediana	7.419	7.034	5.824	6.130	6.109	6.324	7.119	-0,7%
	Pequeña	9.255	8.572	8.064	8.156	7.807	7.562	7.976	-2,4%
AT4.1	Grande	3.615	3.780	3.295	3.453	2.987	2.859	3.371	-1,2%
	Mediana	3.891	3.189	2.659	2.521	2.448	2.575	2.610	-6,4%
	Pequeña	4.319	3.669	3.442	3.799	3.966	7.486	3.612	-2,9%
AT4.2	Grande	12.381	13.342	13.466	11.869	11.030	11.167	11.391	-1,4%
	Mediana	5.505	5.248	4.824	4.603	4.653	4.830	4.868	-2,0%
	Pequeña	10.049	8.721	8.471	8.217	8.296	8.582	7.819	-4,1%
AT4.3	Grande	45.224	45.701	45.945	47.829	51.434	53.520	56.356	3,7%
	Mediana	29.259	28.216	27.176	28.444	29.613	31.749	32.819	1,9%
	Pequeña	28.709	26.996	27.734	28.739	28.251	28.527	28.085	-0,4%
BT1a	Grande	178	178	183	184	190	200	205	2,4%
	Mediana	126	126	128	129	134	139	144	2,3%
	Pequeña	152	148	154	158	163	170	173	2,2%
BT1b	Grande								
	Mediana								
	Pequeña	38	35	30	32	34	37	35	-1,3%
BT2PP	Grande	1.572	1.678	1.207	1.126	1.145	1.175	1.126	-5,4%
	Mediana	2.108	2.040	1.532	1.391	1.354	1.361	1.348	-7,2%
	Pequeña	2.191	2.093	2.053	1.853	1.710	1.643	1.609	-5,0%
BT2PPP	Grande	4.843	4.808	4.986	4.721	4.698	4.499	4.053	-2,9%
	Mediana	1.729	1.882	3.292	3.214	3.243	3.387	3.120	10,3%
	Pequeña	1.349	1.290	1.244	1.237	1.263	1.301	1.292	-0,7%
BT3PP	Grande	4.393	4.294	3.966	3.864	3.879	3.906	3.730	-2,7%
	Mediana	4.175	3.899	3.821	3.787	3.806	3.823	3.788	-1,6%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	Pequeña	3.707	3.536	3.492	3.435	3.413	3.404	3.335	-1,7%
BT3PPP	Grande	3.123	3.091	3.042	3.002	3.007	3.016	2.881	-1,3%
	Mediana	2.867	2.858	2.668	2.730	2.753	2.918	2.948	0,5%
	Pequeña	2.521	2.447	2.359	2.337	2.370	2.426	2.450	-0,5%
BT4.1	Grande	2.244	2.017	1.957	2.139	2.064	2.262	1.965	-2,2%
	Mediana	1.098	1.098	1.107	1.057	984	982	1.009	-1,4%
	Pequeña	1.257	1.384	1.340	1.367	1.298	1.348	1.376	1,5%
BT4.2	Grande	3.272	3.097	3.098	2.999	3.480	3.772	3.730	2,2%
	Mediana	2.069	2.362	2.089	2.103	2.128	2.613	2.827	5,3%
	Pequeña	4.246	3.948	2.518	2.443	2.234	2.593	2.668	-7,5%
BT4.3	Grande	6.483	6.393	6.072	5.985	5.949	5.839	6.035	-1,2%
	Mediana	2.880	2.622	2.743	2.841	2.907	2.959	3.001	0,7%
	Pequeña	3.607	3.420	3.504	3.699	3.686	3.862	3.773	0,8%
Total AT	Grande	27.033	27.676	28.792	30.061	32.673	34.489	36.509	5,1%
	Mediana	13.542	13.257	12.990	13.838	14.523	15.416	15.976	2,8%
	Pequeña	15.005	14.442	15.032	16.250	15.642	15.859	15.791	0,9%
Total BT	Grande	255	256	258	258	266	277	280	1,6%
	Mediana	159	158	159	161	166	172	177	1,8%
	Pequeña	190	184	190	194	199	207	209	1,6%
Total	Grande	403	406	413	421	445	466	479	2,9%
	Mediana	312	308	308	321	332	343	351	1,9%
	Pequeña	348	334	352	364	371	385	386	1,7%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 85: Consumo Promedio Mensual Total AT Por Tamaño Empresa (kWh)

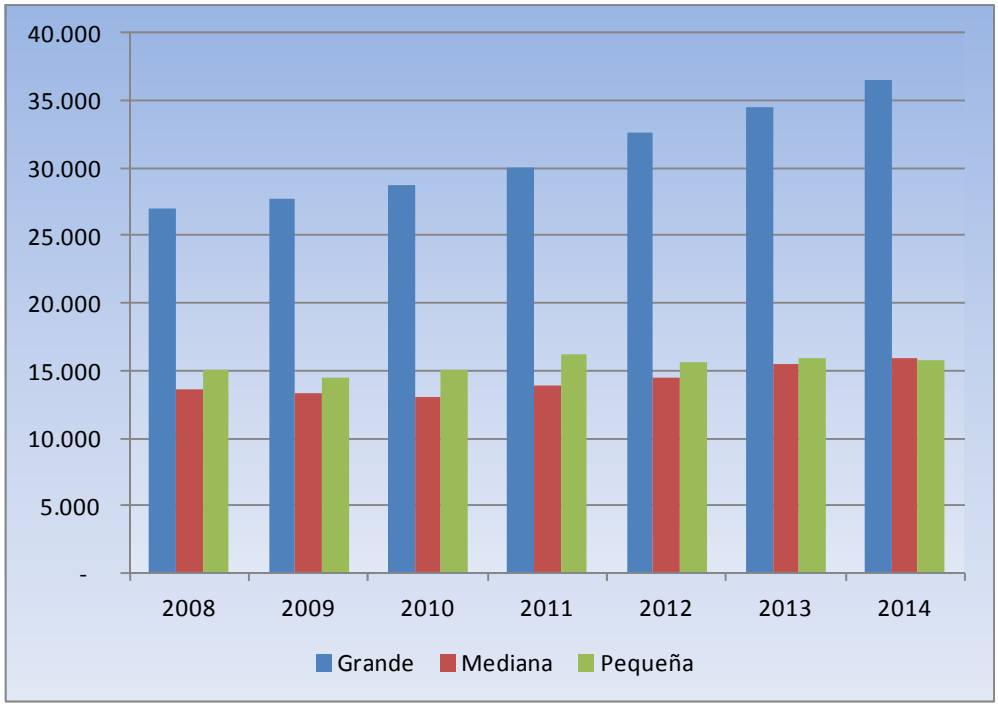
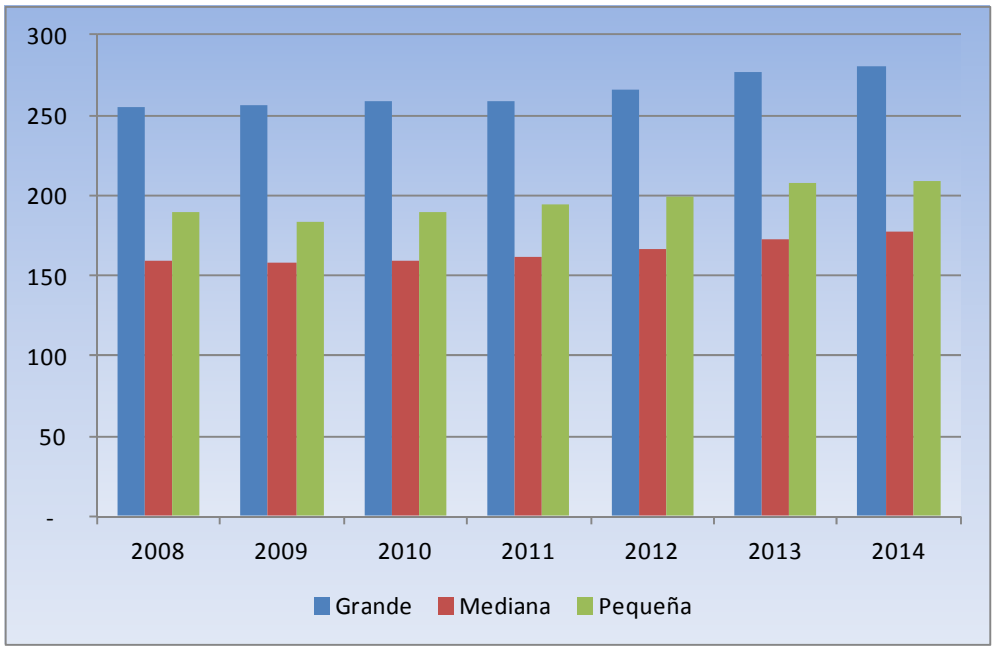


Gráfico 86: Consumo Promedio Mensual Total BT Por Tamaño Empresa (kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Precio Medio**

Para determinar el precio medio por opción tarifaria se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria y clasificación según Tamaño de Empresa de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Los valores monetarios se encuentran en $ de diciembre 2014.

En la tabla siguiente se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, según el tamaño de la Empresa. En el gráfico a continuación se ilustra la comparación entre los precios medios del período 2008 – 2014 para cada tarifa y tamaño de empresa, observándose que:

- En AT, los precios medios promedio son menores en las empresas grandes. En todos los casos los valores mayores se registran en la opción AT2 y los menores en la tarifa AT4.3.

- En BT, en las empresas grandes los menores precios medios están en la opción BT4.3, mientras que en las empresas medianas y pequeñas resulta ser la tarifa BT4.1. Por el contrario, en las empresas grandes y pequeñas la opción de mayor costo es la BT4.2.

Tabla 82: Precio Medio Según Tamaño Empresa ($/kWh)

Tarifa	Tamaño Emp	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	GRANDE	113,61	119,52	107,40	102,26	84,89	78,84	84,63
	MEDIANA	131,02	142,04	128,24	119,13	105,79	98,61	99,49
	PEQUEÑA	131,20	145,43	135,14	126,67	104,83	101,48	106,81
AT2PPP	GRANDE	118,12	124,98	111,37	106,37	89,27	79,15	83,07
	MEDIANA	135,98	143,18	129,22	124,24	106,25	97,56	99,70
	PEQUEÑA	124,20	132,92	118,79	116,29	103,66	101,70	108,45
AT3PP	GRANDE	99,90	101,00	89,08	83,64	67,62	64,39	71,34
	MEDIANA	106,26	110,58	99,31	94,76	79,84	75,63	81,39
	PEQUEÑA	89,53	107,10	89,01	76,91	68,70	71,61	80,73
AT3PPP	GRANDE	97,73	99,82	85,96	81,42	65,49	62,32	68,41
	MEDIANA	115,16	119,92	108,37	103,78	87,49	83,41	87,68
	PEQUEÑA	105,43	119,26	99,96	91,99	82,03	86,97	88,62
AT4.1	GRANDE	92,44	92,43	82,26	79,29	67,15	64,51	67,94
	MEDIANA	102,03	108,04	96,00	93,00	78,85	77,82	81,48
	PEQUEÑA	105,06	110,14	97,80	93,03	84,03	71,86	94,18
AT4.2	GRANDE	92,00	93,16	81,16	78,87	64,45	61,19	67,44

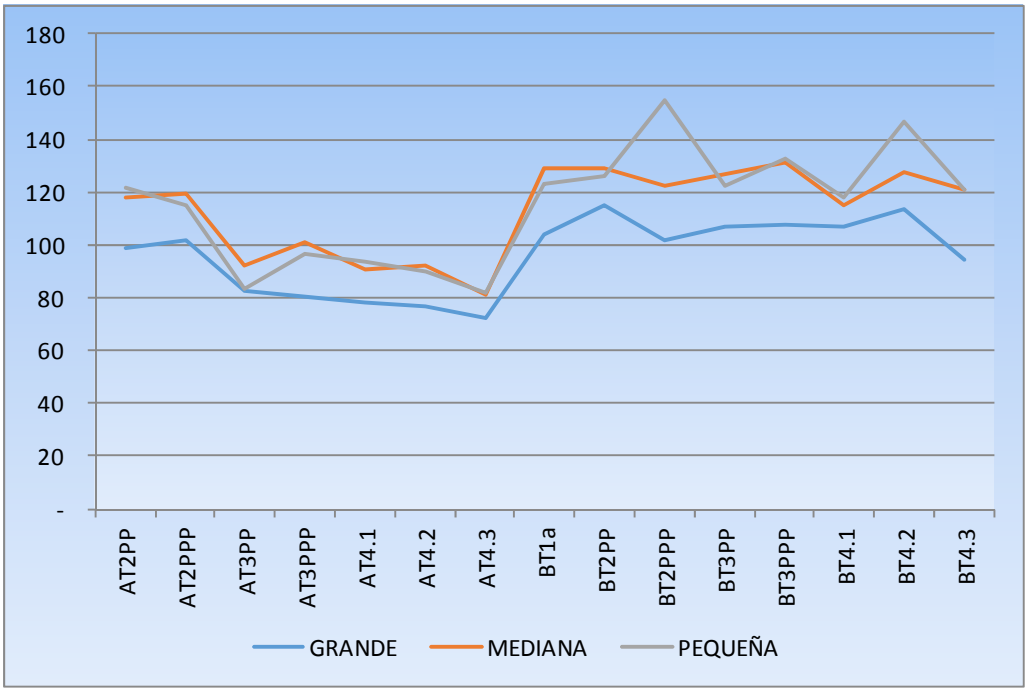
Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño Emp	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	MEDIANA	105,09	109,75	98,03	96,98	78,86	76,85	81,00
	PEQUEÑA	97,34	106,34	93,10	88,85	80,03	78,67	85,73
AT4.3	GRANDE	87,66	88,85	77,33	73,61	59,35	57,25	63,71
	MEDIANA	95,03	96,93	85,93	82,01	68,44	67,41	73,14
	PEQUEÑA	91,86	102,50	86,14	79,88	70,10	69,47	75,62
BT1a	GRANDE	124,82	124,42	110,17	105,22	88,07	82,71	89,85
	MEDIANA	145,91	148,83	136,92	130,92	114,41	109,91	115,62
	PEQUEÑA	132,97	151,78	130,50	117,97	106,94	106,02	115,67
BT1b	PEQUEÑA	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
BT2PP	GRANDE	135,60	136,25	125,32	120,50	93,72	90,46	104,99
	MEDIANA	140,65	132,46	138,02	134,03	119,26	118,15	122,15
	PEQUEÑA	136,93	150,87	132,49	120,45	111,10	110,18	119,24
BT2PPP	GRANDE	115,03	114,41	101,36	98,34	80,94	94,77	106,86
	MEDIANA	160,32	173,46	115,86	113,50	96,74	92,55	101,96
	PEQUEÑA	153,47	239,08	152,09	146,37	129,73	127,38	134,61
BT3PP	GRANDE	123,58	126,43	114,91	107,95	89,97	87,85	96,07
	MEDIANA	138,10	143,66	139,73	129,66	111,14	111,67	116,14
	PEQUEÑA	131,97	152,77	129,63	114,23	102,26	107,16	119,09
BT3PPP	GRANDE	126,01	125,99	119,23	110,47	92,17	85,28	92,81
	MEDIANA	142,55	150,23	139,34	135,28	118,04	112,76	118,85
	PEQUEÑA	144,97	164,66	142,40	126,05	113,26	114,27	123,54
BT4.1	GRANDE	127,55	129,19	116,29	107,35	91,98	84,11	93,11
	MEDIANA	130,74	130,87	117,83	120,10	104,72	104,93	97,25
	PEQUEÑA	109,87	124,61	120,99	118,89	118,82	118,02	112,66
BT4.2	GRANDE	127,36	132,66	116,56	116,38	102,09	97,36	101,60
	MEDIANA	143,81	142,96	132,33	129,49	114,00	112,49	117,92
	PEQUEÑA	142,03	145,30	152,86	157,72	156,90	134,42	137,63
BT4.3	GRANDE	110,28	112,21	101,08	95,89	78,87	76,96	83,98
	MEDIANA	131,83	137,38	125,95	126,40	104,97	105,05	113,14
	PEQUEÑA	132,10	149,49	128,26	113,46	105,34	103,93	112,79
Total AT	GRANDE	90,03	91,07	79,21	75,11	60,48	58,16	64,56
	MEDIANA	97,59	99,78	88,54	84,36	70,40	68,98	74,60
	PEQUEÑA	93,68	104,88	88,17	81,43	71,56	71,30	77,49
Total BT	GRANDE	123,64	123,84	110,47	105,12	87,47	83,21	90,67
	MEDIANA	144,66	147,25	135,97	130,50	113,77	109,81	115,54
	PEQUEÑA	135,69	155,67	132,70	119,48	108,34	107,44	117,00
Total	GRANDE	111,21	111,60	98,66	93,42	76,53	72,95	79,74
	MEDIANA	121,22	123,93	112,80	107,33	91,84	89,23	95,04

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Tamaño Emp	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	PEQUEÑA	116,35	132,50	111,99	101,53	91,04	90,56	98,63

Gráfico 87: Precio Medio Promedio Por Tamaño Empresa ($/kWh)



e) Opción Tarifaria según Zona Geográfica

Las ventas por comuna informadas por cada empresa distribuidora en Ingresos de Explotación en el período 2008 – 2014, fueron agrupadas según las zonas geográficas indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 83: Clasificación Empresas por Zona Geográfica

Zona Geográfica	Empresas
SING	EMELARI, ELIQSA, ELECDA SING y COOPERSOL
Norte	ELECDA SIC, EMELAT, CONAFE, ENELSA
Centro	CHILQUINTA, EMELCA, LITORAL, CHILECTRA, EEC, TIL TIL, EEPA, LUZ ANDES, EMELECTRIC, CGED, EDECSA, CEC, EMETAL, LUZ LINARES
Sur	COOPELAN, FRONTEL, SAESA, CODINER, LUZ PARRAL, COPELEC, COELCHA, SOCOEPA, COOPREL, LUZ OSORNO, CRELL
Aysén	EDELAYSEN
Magallanes	EDELMAG

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Cargos Fijos**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la cantidad de cargos fijos facturados en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según zona geográfica, se observa que:

- A nivel de total por nivel de tensión, la tasa de crecimiento promedio:
  - AT, oscila entre 2,2 y 2,8%, a excepción del SING (3,3%) y Aysén (5,1%).
  - BT, oscila entre 1,8% (Magallanes) y 3,1% (Sur).
- Respecto de las tasas de crecimiento anual, a nivel del total por nivel de tensión, no se registra un patrón claro que permita comparar por zona geográfica.
- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria, en la cantidad de cargos fijos no BT1, se distingue:
  - Las tarifas AT3PP, AT4.1, AT4.2, BT4.2 registran menos del 5% de los clientes en todas las zonas geográficas.
  - La tarifa AT2PPP registra participaciones mayores en las Zonas Sur y Aysén. La opción AT4.3 es mayor en la zona Norte.
  - La tarifa BT2PP registra una mayor participación en Magallanes. Las opciones BT3 cuentan con una mayor participación en el SING.
  - No se registran clientes AT4.1 y BT4.1 en el SING y Magallanes.

Tabla 84: Cargos Fijos y Tasa De Crecimiento Promedio 2009 – 2014 Por Zona Geográfica

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	SING	2.227	2.406	2.476	2.525	2.508	2.537	2.579	2,5%
	NORTE	8.737	8.838	10.135	9.568	10.046	10.509	10.259	2,7%
	CENTRO	29.235	29.909	29.070	30.409	31.166	31.238	31.127	1,1%
	SUR	6.767	6.687	6.816	6.851	6.931	7.008	7.941	2,7%
	AYSÉN	697	757	816	957	1.141	1.231	1.234	10,0%
	MAGALLANES	504	507	557	583	601	631	623	3,6%
AT2PPP	SING	2.088	2.073	2.061	2.039	2.058	2.046	1.999	-0,7%
	NORTE	3.904	4.045	4.128	4.341	4.539	4.682	4.826	3,6%
	CENTRO	44.123	44.117	40.471	41.604	41.267	40.802	39.906	-1,7%
	SUR	69.962	70.918	71.306	68.065	73.709	74.736	74.947	1,2%
	AYSÉN	1.969	1.988	2.057	2.095	2.154	2.301	2.436	3,6%
	MAGALLANES	687	727	672	704	716	777	796	2,5%
AT3PP	SING	3.152	3.300	3.450	3.378	3.536	3.518	3.393	1,2%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	NORTE	3.792	3.725	3.545	3.889	3.992	4.042	4.099	1,3%
	CENTRO	34.971	34.997	34.198	34.601	35.284	35.129	35.287	0,1%
	SUR	3.377	3.362	3.379	3.210	3.136	3.142	3.656	1,3%
	AYSÉN	518	573	558	554	586	602	629	3,3%
	MAGALLANES	611	628	574	579	623	602	605	-0,2%
AT3PPP	SING	1.602	1.631	1.766	1.737	1.767	1.791	1.742	1,4%
	NORTE	1.705	1.780	1.779	1.876	1.917	2.448	2.648	7,6%
	CENTRO	25.458	25.048	26.934	27.186	27.049	26.617	27.025	1,0%
	SUR	9.454	9.702	10.168	10.794	11.065	11.748	12.394	4,6%
	AYSÉN	695	707	700	732	735	749	787	2,1%
	MAGALLANES	335	309	326	316	340	358	381	2,2%
AT4.1	SING	-	-	-	-	-	-	-	
	NORTE	3.345	3.251	3.144	3.078	3.152	3.149	3.069	-1,4%
	CENTRO	3.613	3.579	3.801	3.777	3.667	3.297	3.164	-2,2%
	SUR	7.366	7.274	6.812	6.676	6.523	6.363	6.094	-3,1%
	AYSÉN	60	64	72	76	84	80	72	3,1%
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
AT4.2	SING	582	574	568	569	584	581	529	-1,6%
	NORTE	3.158	2.920	2.665	2.669	2.551	2.446	2.299	-5,2%
	CENTRO	4.466	4.236	4.166	3.954	3.930	3.717	3.515	-3,9%
	SUR	540	554	620	673	617	591	567	0,8%
	AYSÉN	279	279	298	290	258	256	250	-1,8%
	MAGALLANES	337	299	265	239	212	204	193	-8,9%
AT4.3	SING	5.942	6.371	7.087	7.495	8.279	8.636	8.709	6,6%
	NORTE	31.904	33.239	33.177	36.018	36.785	38.106	37.686	2,8%
	CENTRO	139.070	147.573	158.558	167.993	178.047	179.002	184.553	4,8%
	SUR	36.740	39.648	42.157	45.267	48.069	50.595	52.658	6,2%
	AYSÉN	773	776	799	882	1.069	1.240	1.324	9,4%
	MAGALLANES	1.257	1.365	1.507	1.579	1.581	1.635	1.664	4,8%
BT1a	SING	3.304.982	3.377.747	3.508.076	3.584.475	3.710.422	3.754.132	3.817.619	2,4%
	NORTE	4.710.671	4.844.953	4.983.103	5.044.705	5.333.825	5.459.704	5.600.285	2,9%
	CENTRO	41.439.386	42.815.543	43.232.789	44.884.807	45.853.587	46.835.670	48.104.328	2,5%
	SUR	8.416.925	8.930.553	9.031.410	9.293.652	9.558.432	9.840.958	10.087.091	3,1%
	AYSÉN	393.022	402.404	403.707	419.374	431.634	445.604	457.732	2,6%
	MAGALLANES	587.085	606.304	615.272	623.205	632.853	642.565	651.929	1,8%
BT1b	SING	-	-	-	-	-	-	-	
	NORTE	-	-	-	-	-	-	-	

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	CENTRO	286.062	271.495	259.502	258.958	272.866	246.902	275.172	-0,6%
	SUR	-	-	-	-	-	-	-	
	AYSÉN	-	-	-	-	-	-	-	
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	SING	11.722	12.755	13.620	14.121	15.025	14.643	12.707	1,4%
	NORTE	32.869	33.533	33.778	35.938	35.363	35.520	31.585	-0,7%
	CENTRO	274.950	272.233	328.109	341.025	338.971	339.317	340.319	3,6%
	SUR	32.851	38.393	46.427	55.972	58.185	61.945	65.968	12,3%
	AYSÉN	761	672	600	2.706	4.693	5.596	6.874	44,3%
	MAGALLANES	6.634	6.733	6.873	7.199	7.387	7.651	7.853	2,9%
BT2PPP	SING	1.006	972	913	938	1.030	1.021	915	-1,6%
	NORTE	4.555	4.505	4.233	4.053	4.011	3.901	3.737	-3,2%
	CENTRO	72.928	66.338	68.080	67.689	65.920	62.989	63.917	-2,2%
	SUR	31.371	30.120	29.033	28.526	27.414	26.978	26.360	-2,9%
	AYSÉN	144	133	84	95	115	102	96	-6,5%
	MAGALLANES	506	520	579	630	607	608	773	7,3%
BT3PP	SING	20.378	21.473	22.787	23.605	25.246	26.387	25.573	3,9%
	NORTE	16.128	16.124	16.050	16.939	17.213	17.669	18.133	2,0%
	CENTRO	272.138	276.407	287.898	295.562	301.641	307.711	318.219	2,6%
	SUR	3.732	3.638	3.498	3.492	3.431	3.438	3.613	-0,5%
	AYSÉN	865	932	1.064	1.185	1.228	1.302	1.411	8,5%
	MAGALLANES	3.285	3.614	3.819	4.155	4.379	4.500	4.641	5,9%
BT3PPP	SING	14.391	14.737	15.312	15.436	15.751	16.174	15.751	1,5%
	NORTE	10.456	11.030	11.264	11.931	12.751	13.792	14.065	5,1%
	CENTRO	98.965	102.067	105.863	108.913	112.203	113.255	117.735	2,9%
	SUR	17.385	18.406	19.197	20.442	21.635	22.879	23.968	5,5%
	AYSÉN	1.105	1.088	1.023	1.033	1.001	980	1.006	-1,6%
	MAGALLANES	2.452	2.345	2.296	2.276	2.389	2.509	2.662	1,4%
BT4.1	SING	-	-	-	-	-	-	-	
	NORTE	562	554	524	535	503	536	479	-2,6%
	CENTRO	7.421	7.091	6.903	6.771	6.505	6.180	6.219	-2,9%
	SUR	20.952	19.434	18.491	18.116	18.201	18.749	18.361	-2,2%
	AYSÉN	1.415	1.349	1.295	1.263	1.256	1.242	1.164	-3,2%
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
BT4.2	SING	262	258	243	242	244	247	233	-1,9%
	NORTE	649	607	519	500	485	483	447	-6,0%
	CENTRO	1.498	1.402	1.270	1.250	1.270	1.230	1.170	-4,0%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	SUR	1.827	1.649	2.360	2.300	2.246	2.242	2.088	2,3%
	AYSÉN	187	149	119	108	101	96	103	-9,5%
	MAGALLANES	84	84	84	76	65	60	46	-9,5%
BT4.3	SING	5.317	5.907	6.584	7.239	8.352	8.880	9.101	9,4%
	NORTE	13.896	16.452	15.840	18.983	20.256	21.425	21.402	7,5%
	CENTRO	123.673	141.038	158.389	176.499	192.999	210.239	219.266	10,0%
	SUR	18.993	23.033	25.168	27.127	28.564	30.134	31.650	8,9%
	AYSÉN	1.755	1.772	1.839	1.885	2.001	2.124	2.242	4,2%
	MAGALLANES	701	778	957	1.068	1.110	1.135	1.184	9,1%
Total AT	SING	15.593	16.355	17.408	17.743	18.732	19.109	18.951	3,3%
	NORTE	56.545	57.798	58.573	61.439	62.982	65.382	64.886	2,3%
	CENTRO	280.936	289.459	297.198	309.524	320.410	319.801	324.577	2,4%
	SUR	134.206	138.145	141.258	141.536	150.050	154.183	158.257	2,8%
	AYSÉN	4.991	5.144	5.300	5.586	6.027	6.459	6.732	5,1%
	MAGALLANES	3.731	3.835	3.901	4.000	4.073	4.207	4.262	2,2%
Total BT	SING	3.358.058	3.433.849	3.567.535	3.646.056	3.776.070	3.821.484	3.881.899	2,4%
	NORTE	4.789.786	4.927.758	5.065.312	5.133.584	5.424.407	5.553.030	5.690.135	2,9%
	CENTRO	42.577.021	43.953.614	44.448.803	46.141.473	47.145.962	48.123.492	49.446.346	2,5%
	SUR	8.544.036	9.065.226	9.175.584	9.449.627	9.718.108	10.007.323	10.259.099	3,1%
	AYSÉN	399.254	408.499	409.731	427.649	442.029	457.046	470.628	2,8%
	MAGALLANES	600.747	620.378	629.880	638.609	648.790	659.028	669.088	1,8%
Total	SING	3.373.651	3.450.204	3.584.943	3.663.799	3.794.802	3.840.593	3.900.850	2,4%
	NORTE	4.846.331	4.985.556	5.123.885	5.195.023	5.487.389	5.618.412	5.755.021	2,9%
	CENTRO	42.857.957	44.243.073	44.746.001	46.450.997	47.466.372	48.443.293	49.770.922	2,5%
	SUR	8.678.242	9.203.371	9.316.842	9.591.163	9.868.158	10.161.506	10.417.356	3,1%
	AYSÉN	404.245	413.643	415.031	433.235	448.056	463.505	477.360	2,8%
	MAGALLANES	604.478	624.213	633.781	642.609	652.863	663.235	673.350	1,8%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 88: Tasa De Crecimiento Anual Cargos Fijos Total AT Por Zona Geográfica

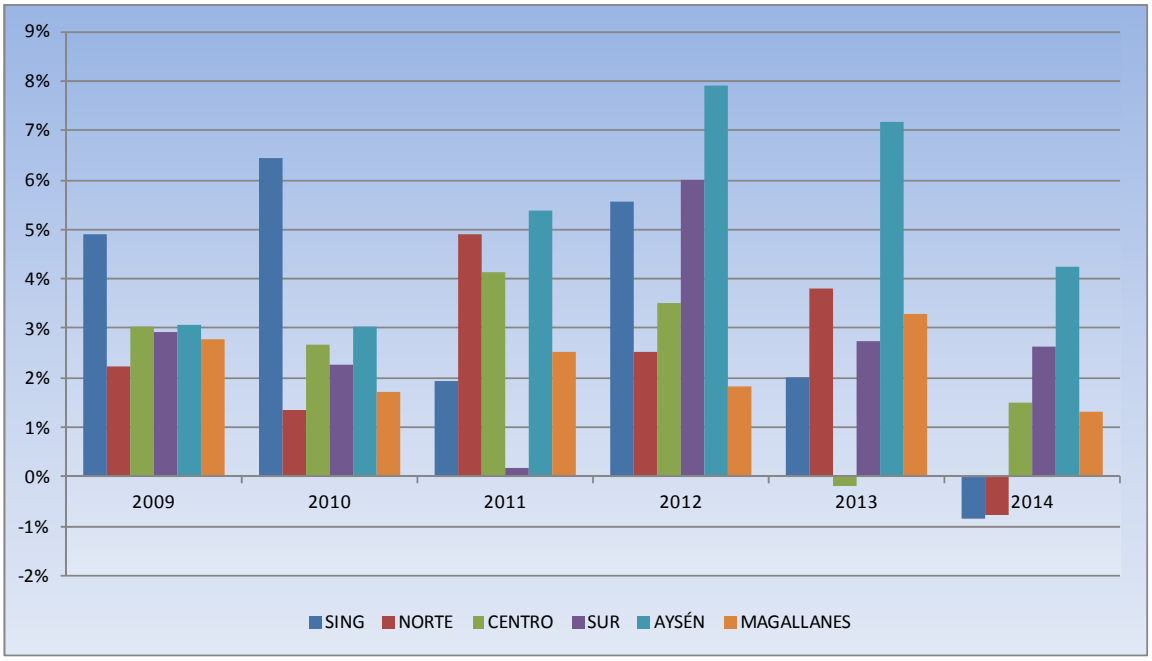
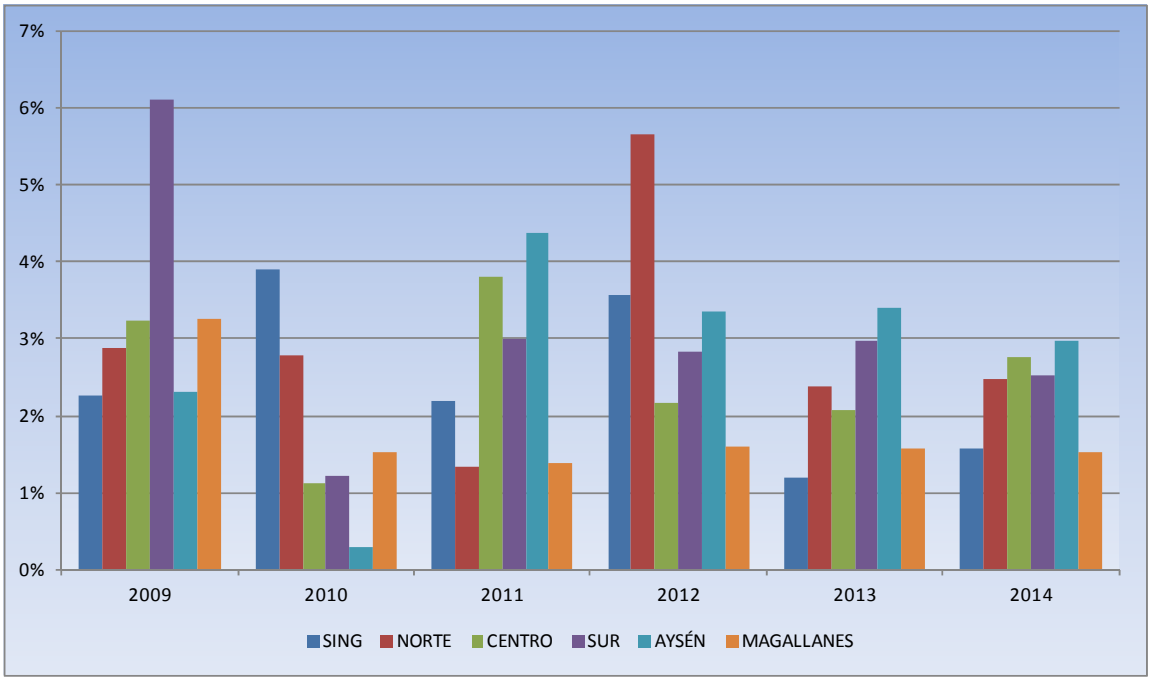


Gráfico 89: Tasa De Crecimiento Anual Cargos Fijos Total BT Por Zona Geográfica



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 90: Participación Promedio 2008 - 2014 Tarifas AT Por Zona Geográfica

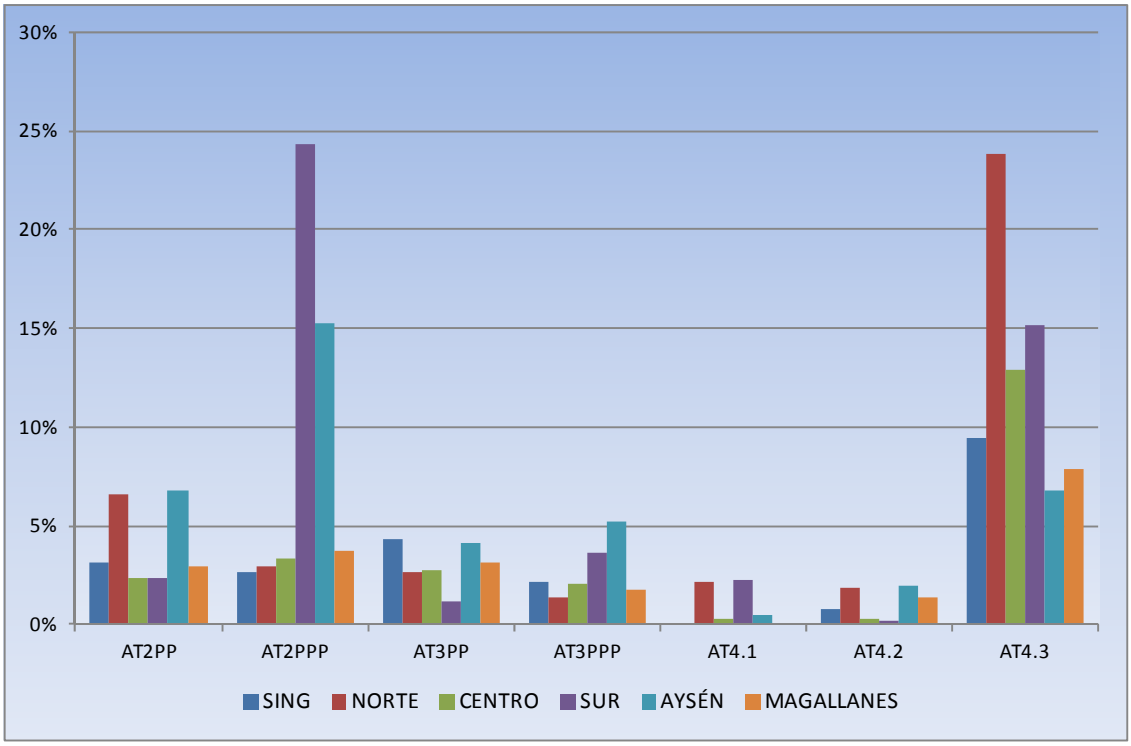
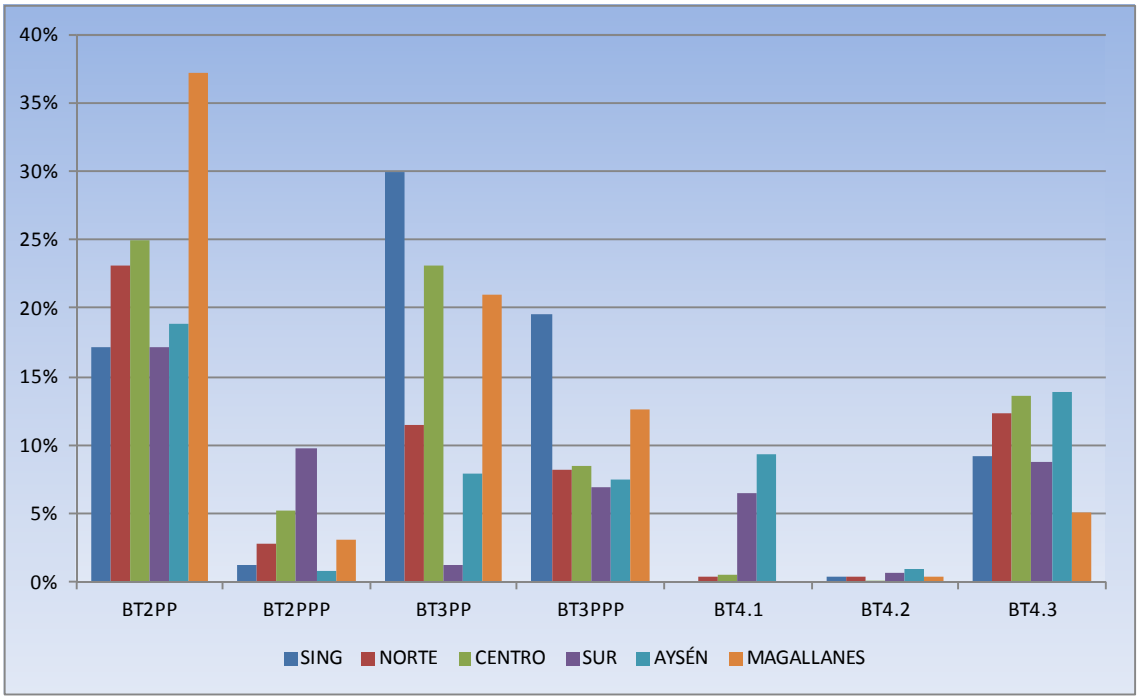


Gráfico 91: Participación Promedio 2008 - 2014 Tarifas BT Por Zona Geográfica



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Energía**

En la tabla y gráficos siguientes se incluye la evolución de la energía facturada en el período 2008 – 2014. A nivel de opción tarifaria por clasificación según zona geográfica, se observa que:

- En AT, el SING (7,26%) y la zona Centro (7,12%) registran las mayores tasas de crecimiento promedio, mientras que Aysén alcanza el 0,1%.
- En BT, se registran menores diferencias en la tasa de crecimiento promedio respecto de AT, siendo la mayor la zona Sur (5,14%) y la menor Magallanes (2,73%).
- A nivel total, la menor tasa de crecimiento promedio la registran Aysén (2,6%) y Magallanes (2,64%). Los mayores corresponden al Centro (5,37%) y SING (5,13%).
- Respecto de la participación promedio 2008 – 2014 por opción tarifaria en la energía vendida, se distingue:
    - En las tarifas AT, a excepción de la tarifa AT4.3 y la AT3PP en Magallanes, no se registra una participación promedio superior al 5%. AT4.3 oscila entre el 28,6 y 48,5%, siendo menores el SING y Magallanes y mayores las zonas Norte y Sur.
    - En las tarifas BT, la tarifa BT1a oscila entre 36% y 50%, siendo menores las zonas Norte y Sur y mayor el SING.

Tabla 85: Energía Vendida Por Zona Geográfica (MWh) y Tasa De Crecimiento Promedio 2009 - 2014 Por Zona Geográfica

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009-2014
AT2PP	SING	2.514	2.597	2.538	2.988	3.085	3.112	3.271	4,48%
	NORTE	8.146	8.277	10.969	10.483	10.545	11.760	12.017	6,69%
	CENTRO	47.520	46.906	43.413	48.640	50.595	52.328	52.678	1,73%
	SUR	16.846	14.589	13.097	13.514	13.067	13.319	16.013	-0,84%
	AYSÉN	416	476	945	665	802	714	679	8,51%
	MAGALLANES	703	707	774	792	832	893	811	2,40%
AT2PPP	SING	2.791	2.621	2.549	2.268	2.193	1.970	1.872	-6,44%
	NORTE	3.462	3.772	3.929	4.746	4.333	6.245	5.676	8,59%
	CENTRO	44.890	39.789	37.599	39.194	38.140	40.083	41.482	-1,31%
	SUR	61.802	62.364	59.961	58.984	62.740	65.251	65.973	1,09%
	AYSÉN	835	852	850	849	911	954	1.004	3,11%
	MAGALLANES	701	1.310	1.120	1.145	905	949	990	5,93%
AT3PP	SING	63.083	67.133	69.443	69.039	74.817	74.720	71.593	2,13%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009-2014
	NORTE	40.661	36.423	33.439	35.704	38.110	41.683	38.896	-0,74%
	CENTRO	665.271	639.285	613.598	599.645	604.529	621.855	604.573	-1,58%
	SUR	56.032	51.380	49.631	40.999	35.751	34.401	35.466	-7,34%
	AYSÉN	5.134	5.173	4.476	4.071	4.296	4.385	4.239	-3,14%
	MAGALLANES	18.733	18.467	17.204	14.375	13.801	14.840	15.495	-3,11%
AT3PPP	SING	19.811	20.882	21.826	23.008	21.088	21.428	23.962	3,22%
	NORTE	12.556	12.583	11.210	11.655	12.091	16.955	23.004	10,62%
	CENTRO	320.371	298.302	285.811	281.046	289.523	305.860	336.070	0,80%
	SUR	69.604	62.575	61.546	66.263	68.797	69.456	76.601	1,61%
	AYSÉN	3.569	3.405	3.497	3.768	3.379	3.643	3.545	-0,11%
	MAGALLANES	1.914	1.773	1.872	1.950	2.239	1.699	1.766	-1,33%
AT4.1	SING	-	-	-	-	-	-	-	
	NORTE	5.324	6.169	5.713	4.998	4.921	5.219	4.757	-1,86%
	CENTRO	8.733	8.449	8.036	8.146	7.599	12.677	7.749	-1,97%
	SUR	41.943	31.190	24.011	22.982	22.259	21.299	21.068	-10,81%
	AYSÉN	358	334	339	361	347	370	341	-0,82%
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
AT4.2	SING	6.078	6.321	6.405	6.506	7.136	7.807	6.073	-0,01%
	NORTE	21.407	18.634	16.979	15.144	14.067	13.912	12.866	-8,14%
	CENTRO	35.745	34.917	33.927	29.954	28.089	27.033	25.632	-5,39%
	SUR	5.656	5.029	4.859	4.616	4.102	4.384	4.163	-4,98%
	AYSÉN	6.368	3.507	2.878	3.648	4.059	3.616	3.374	-10,05%
	MAGALLANES	5.090	4.224	3.482	2.859	2.483	2.348	2.296	-12,43%
AT4.3	SING	294.845	313.138	376.802	421.946	457.910	484.657	485.823	8,68%
	NORTE	806.237	880.034	872.494	972.250	1.021.188	1.080.274	1.094.999	5,23%
	CENTRO	5.223.912	5.550.865	5.890.613	6.515.829	7.325.915	7.892.474	8.518.147	8,49%
	SUR	1.256.021	1.175.730	1.208.059	1.364.894	1.504.530	1.601.261	1.704.069	5,22%
	AYSÉN	36.063	33.503	31.942	39.698	42.206	43.325	39.864	1,68%
	MAGALLANES	60.837	66.894	75.751	84.022	81.070	80.216	80.658	4,81%
BT1a	SING	630.397	629.713	667.760	706.164	746.668	788.195	815.209	4,38%
	NORTE	635.592	657.013	687.232	703.385	754.337	806.481	841.310	4,78%
	CENTRO	6.925.053	7.154.551	7.407.883	7.730.470	8.184.131	8.773.816	9.258.170	4,96%
	SUR	941.061	988.285	1.013.526	1.076.188	1.164.100	1.247.764	1.327.521	5,90%
	AYSÉN	45.752	46.678	48.844	52.092	54.757	57.797	60.676	4,82%
	MAGALLANES	98.254	101.476	105.177	106.963	109.813	112.318	116.085	2,82%
BT1b	SING	-	-	-	-	-	-	-	

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009-2014
	NORTE	-	-	-	-	-	-	-	
	CENTRO	10.824	9.587	7.844	8.237	9.215	9.146	9.616	-1,95%
	SUR	-	-	-	-	-	-	-	
	AYSÉN	-	-	-	-	-	-	-	
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
BT2PP	SING	33.619	33.751	34.537	34.169	33.240	33.171	30.118	-1,82%
	NORTE	45.129	47.283	47.867	49.297	48.061	49.666	45.978	0,31%
	CENTRO	447.821	460.974	380.987	371.195	376.285	386.802	374.191	-2,95%
	SUR	101.879	110.443	110.534	108.191	105.249	105.864	107.824	0,95%
	AYSÉN	5.079	4.774	5.051	5.746	5.754	5.970	6.411	3,96%
	MAGALLANES	10.949	11.166	11.170	11.619	11.387	11.778	12.043	1,60%
BT2PPP	SING	2.621	2.234	2.138	2.077	2.155	2.149	2.005	-4,37%
	NORTE	7.860	8.159	5.630	5.876	5.502	5.274	5.156	-6,78%
	CENTRO	276.124	257.272	294.621	278.247	270.911	258.667	233.542	-2,75%
	SUR	47.018	45.135	44.556	43.306	42.920	43.307	42.815	-1,55%
	AYSÉN	98	99	107	141	191	241	141	6,25%
	MAGALLANES	1.136	1.072	1.138	1.150	1.105	1.021	1.087	-0,75%
BT3PP	SING	74.624	73.766	79.033	81.319	86.943	90.649	86.013	2,40%
	NORTE	60.183	57.692	56.655	60.954	60.961	63.120	63.289	0,84%
	CENTRO	1.188.960	1.177.638	1.137.513	1.136.561	1.166.120	1.197.778	1.185.679	-0,05%
	SUR	22.114	19.840	16.974	16.595	15.681	15.284	15.944	-5,31%
	AYSÉN	2.864	2.958	3.123	3.305	3.402	3.629	3.918	5,36%
	MAGALLANES	14.103	15.303	14.823	15.910	16.337	16.577	16.872	3,03%
BT3PPP	SING	33.395	32.782	34.184	35.147	36.564	37.735	37.223	1,83%
	NORTE	25.365	27.413	27.877	29.633	32.676	36.371	36.926	6,46%
	CENTRO	300.549	307.171	301.713	310.239	319.735	332.744	335.782	1,86%
	SUR	55.992	57.351	59.518	63.093	67.644	72.714	77.326	5,53%
	AYSÉN	2.343	2.412	2.336	2.316	2.163	2.162	2.370	0,19%
	MAGALLANES	5.926	5.809	5.294	4.664	4.710	4.841	5.119	-2,41%
BT4.1	SING	-	-	-	-	-	-	-	
	NORTE	1.491	1.556	1.356	1.223	992	1.249	1.204	-3,49%
	CENTRO	15.769	13.930	12.637	13.137	12.239	13.009	11.904	-4,58%
	SUR	19.625	18.146	17.863	16.603	15.527	15.431	15.608	-3,75%
	AYSÉN	2.200	2.275	2.200	2.141	1.996	1.963	1.958	-1,93%
	MAGALLANES	-	-	-	-	-	-	-	
BT4.2	SING	1.178	1.103	959	902	882	1.018	1.008	-2,55%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom 2009-2014
	NORTE	1.065	1.161	916	691	831	723	649	-7,91%
	CENTRO	3.763	3.616	3.362	3.383	3.713	4.420	4.300	2,25%
	SUR	8.955	7.494	5.875	5.642	4.914	5.729	5.611	-7,50%
	AYSÉN	398	265	141	111	116	97	91	-21,77%
	MAGALLANES	318	302	296	296	264	257	182	-8,89%
BT4.3	SING	24.236	26.197	28.936	31.750	35.334	40.196	41.121	9,21%
	NORTE	45.566	49.005	49.624	59.311	63.216	66.454	65.739	6,30%
	CENTRO	750.121	844.283	905.486	999.561	1.089.712	1.172.793	1.258.649	9,01%
	SUR	44.371	46.851	55.589	66.390	72.588	78.358	83.693	11,16%
	AYSÉN	1.614	1.920	2.305	2.468	2.610	2.931	3.306	12,69%
	MAGALLANES	4.156	4.074	5.784	6.661	6.561	6.787	7.134	9,42%
Total AT	SING	389.121	412.692	479.563	525.755	566.229	593.694	592.595	7,26%
	NORTE	897.793	965.892	954.733	1.054.981	1.105.254	1.176.048	1.192.214	4,84%
	CENTRO	6.346.443	6.618.513	6.912.996	7.522.456	8.344.391	8.952.310	9.586.331	7,12%
	SUR	1.507.904	1.402.857	1.421.163	1.572.252	1.711.246	1.809.371	1.923.353	4,14%
	AYSÉN	52.744	47.250	44.927	53.061	56.001	57.007	53.046	0,10%
	MAGALLANES	87.977	93.375	100.203	105.142	101.331	100.946	102.016	2,50%
Total BT	SING	800.069	799.547	847.547	891.530	941.785	993.113	1.012.697	4,01%
	NORTE	822.250	849.280	877.158	910.370	966.577	1.029.337	1.060.251	4,33%
	CENTRO	9.918.983	10.229.022	10.452.046	10.851.031	11.432.061	12.149.175	12.671.835	4,17%
	SUR	1.241.016	1.293.547	1.324.435	1.396.008	1.488.622	1.584.453	1.676.341	5,14%
	AYSÉN	60.349	61.381	64.107	68.319	70.990	74.791	78.870	4,56%
	MAGALLANES	134.842	139.203	143.683	147.262	150.176	153.579	158.521	2,73%
Total	SING	1.189.191	1.212.239	1.327.110	1.417.285	1.508.014	1.586.807	1.605.292	5,13%
	NORTE	1.720.043	1.815.172	1.831.891	1.965.351	2.071.831	2.205.385	2.252.465	4,60%
	CENTRO	16.265.426	16.847.535	17.365.043	18.373.486	19.776.451	21.101.485	22.258.166	5,37%
	SUR	2.748.920	2.696.403	2.745.598	2.968.260	3.199.868	3.393.824	3.599.694	4,60%
	AYSÉN	113.092	108.631	109.034	121.379	126.991	131.798	131.916	2,60%
	MAGALLANES	222.819	232.578	243.887	252.404	251.507	254.525	260.537	2,64%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 92: Tasa de Crecimiento Anual Energía Total AT Por Zona Geográfica

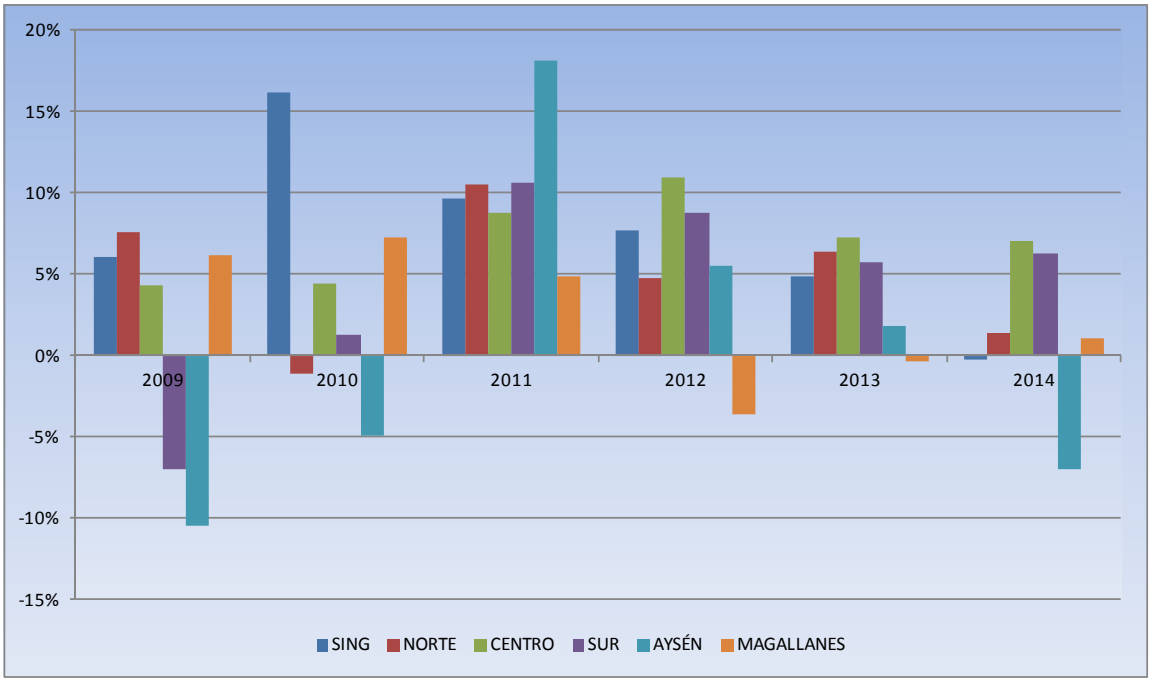
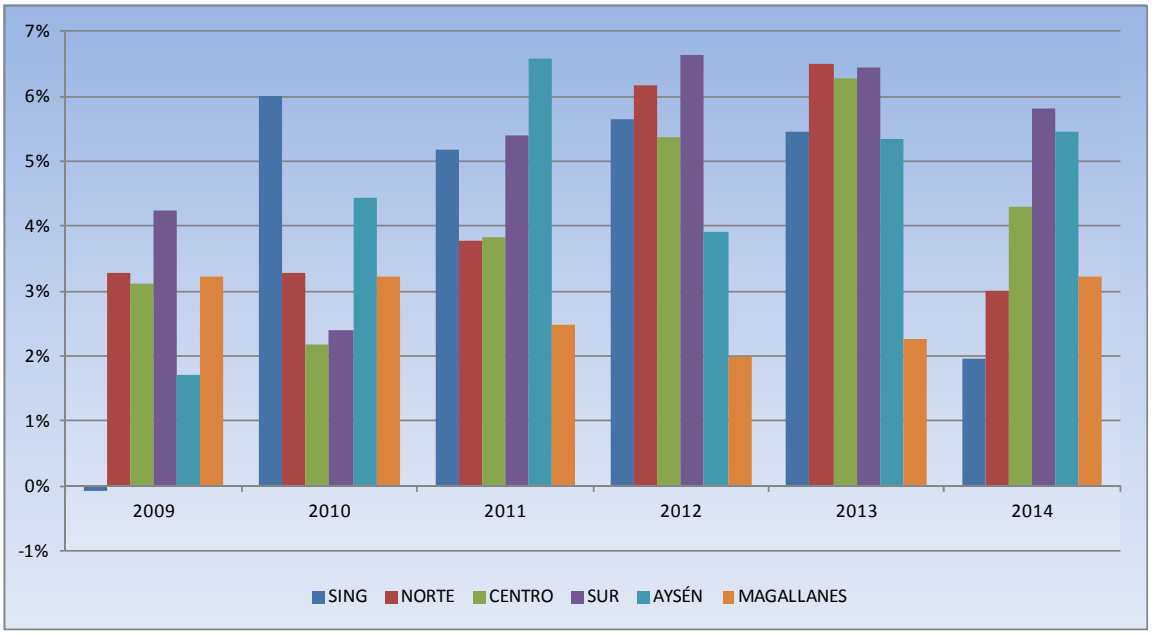


Gráfico 93: Tasa de Crecimiento Anual Energía Total BT Por Zona Geográfica



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 94: Participación Tarifas AT en Energía Vendida Por Zona Geográfica

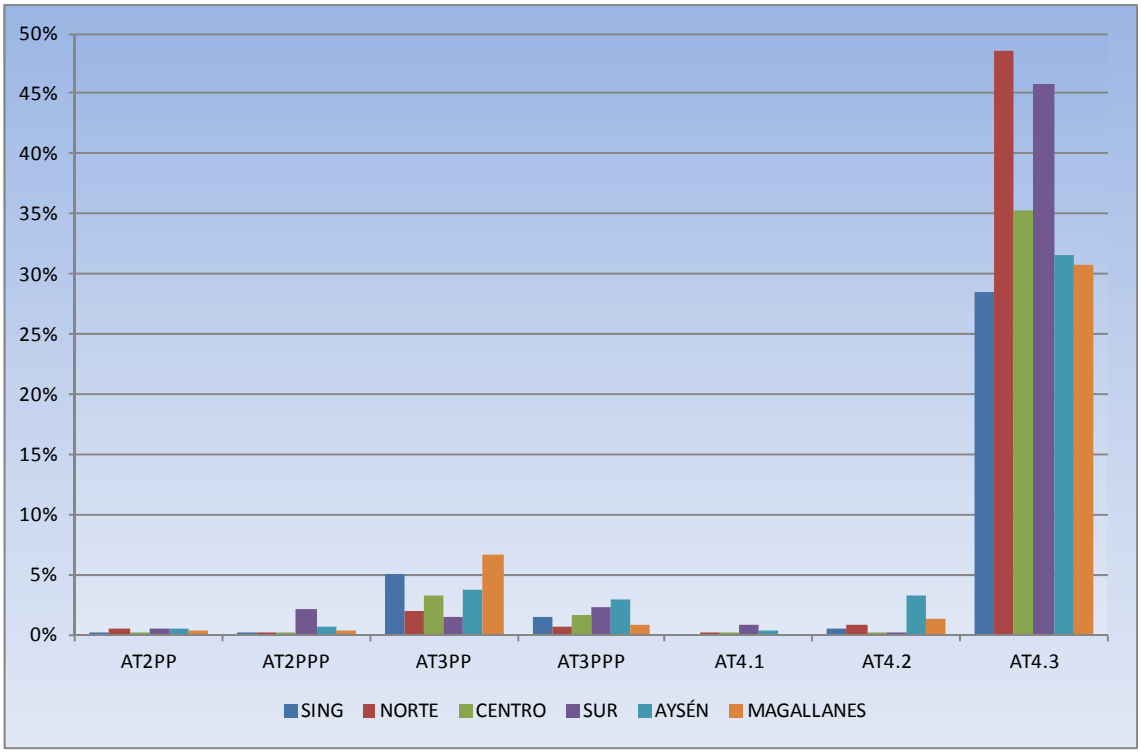
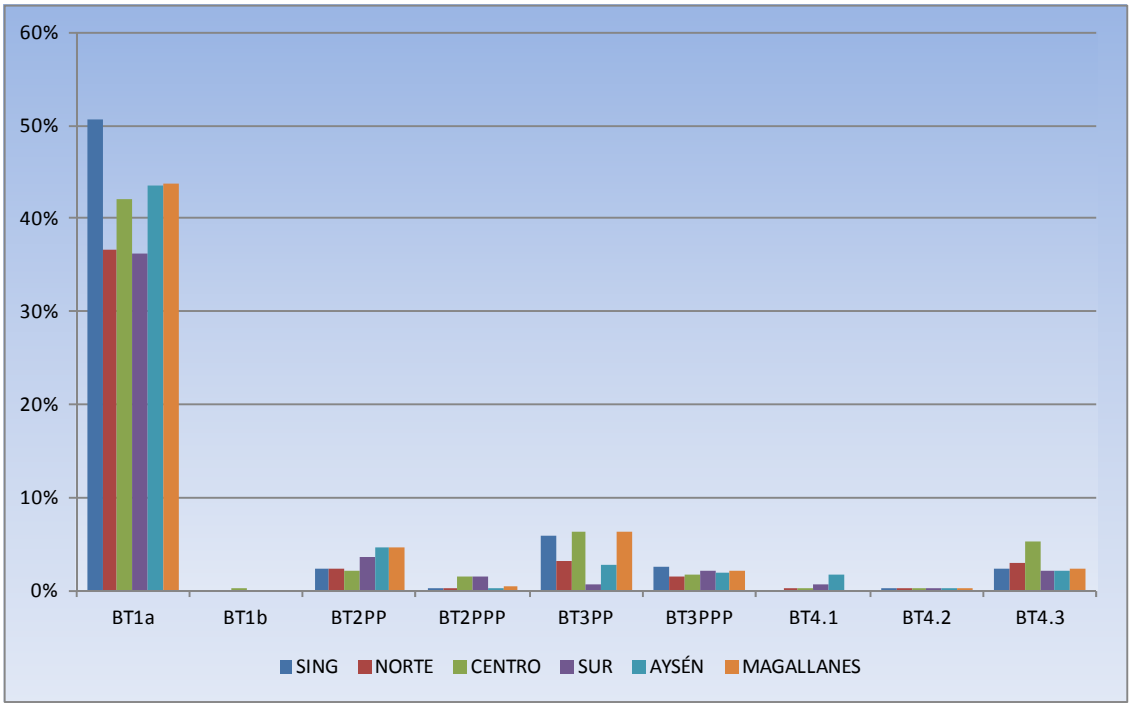


Gráfico 95: Participación Tarifas BT en Energía Vendida Por Zona Geográfica



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

- **Ventas Medias**

Con la información de cargos fijos y energía precedentemente, se determinó el consumo promedio mensual para cada tarifa según la clasificación por zona geográfica, como el cuociente entre la energía y la cantidad de cargos fijos, lo que permite visualizar tanto el consumo promedio de los clientes asociados a una tarifa como su evolución en el tiempo.

En la tabla siguiente se incluye el consumo promedio con las tasas de crecimiento promedio 2009 – 2014. A continuación, se muestran los gráficos con el Consumo Promedio AT y BT según zona geográfica. A nivel total, se observa que:

- En Total y Total AT, las mayores tasas de crecimiento las registran las zonas SING y CENTRO. AYSÉN presenta tasas de crecimiento negativas. En Total BT, todas las zonas registran tasas de crecimiento positivas que oscilan entre 0,9 y 2%, presentándose los valores mayores en el SUR - AYSÉN y el menor en MAGALLANES.

- En el caso de las tarifas AT, los mayores consumos promedios se dan en el SING, CENTRO y MAGALLANES. En el promedio 2008-2014, AYSÉN y SUR alcanzan el 34,8% y 42,5% del promedio del SING-CENTRO-MAGALLANES, respectivamente.

- Respecto de las tarifas BT, los mayores consumos promedios se dan en el SING, CENTRO y MAGALLANES. En el promedio 2008-2014, AYSÉN y SUR alcanzan el 66,3% y 63,1% del promedio del SING-CENTRO-MAGALLANES, respectivamente.

Tabla 86: Consumo Promedio Mensual Por Zona Geográfica (kWh)

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
AT2PP	SING	1.129	1.079	1.025	1.183	1.230	1.227	1.268	2,0%
	NORTE	932	936	1.082	1.096	1.050	1.119	1.171	3,9%
	CENTRO	1.625	1.568	1.493	1.600	1.623	1.675	1.692	0,7%
	SUR	2.489	2.182	1.921	1.973	1.885	1.901	2.017	-3,4%
	AYSÉN	597	629	1.158	695	703	580	550	-1,3%
	MAGALLANES	1.396	1.395	1.390	1.359	1.385	1.416	1.302	-1,1%
AT2PPP	SING	1.337	1.264	1.237	1.112	1.066	963	937	-5,8%
	NORTE	887	932	952	1.093	955	1.334	1.176	4,8%
	CENTRO	1.017	902	929	942	924	982	1.039	0,4%
	SUR	883	879	841	867	851	873	880	-0,1%
	AYSÉN	424	429	413	405	423	414	412	-0,5%
	MAGALLANES	1.020	1.803	1.667	1.626	1.265	1.222	1.243	3,4%
AT3PP	SING	20.014	20.343	20.129	20.438	21.159	21.239	21.100	0,9%
	NORTE	10.723	9.778	9.432	9.181	9.546	10.312	9.489	-2,0%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	CENTRO	19.024	18.267	17.943	17.331	17.133	17.702	17.133	-1,7%
	SUR	16.592	15.283	14.688	12.772	11.400	10.949	9.701	-8,6%
	AYSÉN	9.911	9.027	8.021	7.348	7.332	7.284	6.739	-6,2%
	MAGALLANES	30.659	29.405	29.972	24.827	22.153	24.651	25.612	-3,0%
AT3P PP	SING	12.366	12.803	12.359	13.246	11.934	11.964	13.756	1,8%
	NORTE	7.364	7.069	6.301	6.213	6.307	6.926	8.687	2,8%
	CENTRO	12.584	11.909	10.612	10.338	10.703	11.491	12.435	-0,2%
	SUR	7.362	6.450	6.053	6.139	6.218	5.912	6.181	-2,9%
	AYSÉN	5.136	4.816	4.996	5.147	4.598	4.864	4.505	-2,2%
	MAGALLANES	5.712	5.738	5.741	6.169	6.585	4.747	4.636	-3,4%
AT4.1	SING								
	NORTE	1.592	1.898	1.817	1.624	1.561	1.657	1.550	-0,4%
	CENTRO	2.417	2.361	2.114	2.157	2.072	3.845	2.449	0,2%
	SUR	5.694	4.288	3.525	3.442	3.412	3.347	3.457	-8,0%
	AYSÉN	5.972	5.226	4.702	4.756	4.131	4.622	4.737	-3,8%
	MAGALLANES								
AT4.2	SING	10.443	11.012	11.276	11.434	12.220	13.437	11.480	1,6%
	NORTE	6.779	6.382	6.371	5.674	5.514	5.688	5.596	-3,1%
	CENTRO	8.004	8.243	8.144	7.576	7.147	7.273	7.292	-1,5%
	SUR	10.473	9.078	7.836	6.859	6.648	7.419	7.342	-5,7%
	AYSÉN	22.823	12.570	9.659	12.581	15.734	14.126	13.495	-8,4%
	MAGALLANES	15.103	14.128	13.141	11.962	11.712	11.511	11.895	-3,9%
AT4.3	SING	49.620	49.151	53.168	56.297	55.310	56.121	55.784	2,0%
	NORTE	25.271	26.476	26.299	26.993	27.761	28.349	29.056	2,4%
	CENTRO	37.563	37.614	37.151	38.786	41.146	44.092	46.156	3,5%
	SUR	34.187	29.654	28.656	30.152	31.299	31.649	32.361	-0,9%
	AYSÉN	46.653	43.174	39.977	45.009	39.482	34.939	30.109	-7,0%
	MAGALLANES	48.399	49.006	50.266	53.212	51.278	49.061	48.472	0,0%
BT1a	SING	191	186	190	197	201	210	214	1,9%
	NORTE	135	136	138	139	141	148	150	1,8%
	CENTRO	167	167	171	172	178	187	192	2,4%
	SUR	112	111	112	116	122	127	132	2,8%
	AYSÉN	116	116	121	124	127	130	133	2,2%
	MAGALLANES	167	167	171	172	174	175	178	1,0%
BT1b	SING								
	NORTE								
	CENTRO	38	35	30	32	34	37	35	-1,3%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	SUR								
	AYSÉN								
	MAGALLANES								
BT2PP	SING	2.868	2.646	2.536	2.420	2.212	2.265	2.370	-3,1%
	NORTE	1.373	1.410	1.417	1.372	1.359	1.398	1.456	1,0%
	CENTRO	1.629	1.693	1.161	1.088	1.110	1.140	1.100	-6,3%
	SUR	3.101	2.877	2.381	1.933	1.809	1.709	1.634	-10,1%
	AYSÉN	6.675	7.104	8.418	2.123	1.226	1.067	933	-28,0%
	MAGALLANES	1.650	1.658	1.625	1.614	1.542	1.539	1.534	-1,2%
BT2PPP	SING	2.605	2.299	2.341	2.215	2.093	2.105	2.191	-2,8%
	NORTE	1.726	1.811	1.330	1.450	1.372	1.352	1.380	-3,7%
	CENTRO	3.786	3.878	4.328	4.111	4.110	4.107	3.654	-0,6%
	SUR	1.499	1.499	1.535	1.518	1.566	1.605	1.624	1,3%
	AYSÉN	679	741	1.270	1.485	1.657	2.368	1.465	13,7%
	MAGALLANES	2.246	2.061	1.966	1.825	1.820	1.679	1.406	-7,5%
BT3PP	SING	3.662	3.435	3.468	3.445	3.444	3.435	3.363	-1,4%
	NORTE	3.732	3.578	3.530	3.598	3.542	3.572	3.490	-1,1%
	CENTRO	4.369	4.261	3.951	3.845	3.866	3.893	3.726	-2,6%
	SUR	5.926	5.454	4.853	4.752	4.571	4.446	4.413	-4,8%
	AYSÉN	3.311	3.174	2.935	2.789	2.770	2.787	2.777	-2,9%
	MAGALLANES	4.293	4.234	3.881	3.829	3.731	3.684	3.636	-2,7%
BT3PPP	SING	2.321	2.224	2.233	2.277	2.321	2.333	2.363	0,3%
	NORTE	2.426	2.485	2.475	2.484	2.563	2.637	2.625	1,3%
	CENTRO	3.037	3.009	2.850	2.849	2.850	2.938	2.852	-1,0%
	SUR	3.221	3.116	3.100	3.086	3.127	3.178	3.226	0,0%
	AYSÉN	2.120	2.217	2.284	2.242	2.161	2.207	2.356	1,8%
	MAGALLANES	2.417	2.477	2.306	2.049	1.971	1.929	1.923	-3,7%
BT4.1	SING								
	NORTE	2.652	2.809	2.588	2.287	1.972	2.330	2.514	-0,9%
	CENTRO	2.125	1.964	1.831	1.940	1.882	2.105	1.914	-1,7%
	SUR	937	934	966	917	853	823	850	-1,6%
	AYSÉN	1.555	1.686	1.699	1.695	1.590	1.581	1.682	1,3%
	MAGALLANES								
BT4.2	SING	4.495	4.274	3.947	3.726	3.615	4.119	4.328	-0,6%
	NORTE	1.640	1.912	1.765	1.381	1.714	1.496	1.452	-2,0%
	CENTRO	2.512	2.579	2.647	2.706	2.923	3.594	3.676	6,6%
	SUR	4.901	4.545	2.489	2.453	2.188	2.555	2.687	-9,5%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Crec Prom 2009 - 2014
	AYSÉN	2.131	1.781	1.188	1.029	1.152	1.006	887	-13,6%
	MAGALLANES	3.785	3.597	3.523	3.892	4.062	4.290	3.955	0,7%
BT4.3	SING	4.558	4.435	4.395	4.386	4.231	4.527	4.518	-0,1%
	NORTE	3.279	2.979	3.133	3.124	3.121	3.102	3.072	-1,1%
	CENTRO	6.065	5.986	5.717	5.663	5.646	5.578	5.740	-0,9%
	SUR	2.336	2.034	2.209	2.447	2.541	2.600	2.644	2,1%
	AYSÉN	920	1.083	1.253	1.309	1.305	1.380	1.474	8,2%
	MAGALLANES	5.929	5.237	6.044	6.237	5.911	5.979	6.025	0,3%
Total AT	SING	24.955	25.233	27.548	29.632	30.228	31.069	31.270	3,8%
	NORTE	15.877	16.712	16.300	17.171	17.549	17.987	18.374	2,5%
	CENTRO	22.590	22.865	23.261	24.303	26.043	27.993	29.535	4,6%
	SUR	11.236	10.155	10.061	11.108	11.405	11.735	12.153	1,3%
	AYSÉN	10.568	9.185	8.477	9.499	9.292	8.826	7.880	-4,8%
	MAGALLANES	23.580	24.348	25.687	26.286	24.879	23.995	23.936	0,3%
Total BT	SING	238	233	238	245	249	260	261	1,5%
	NORTE	172	172	173	177	178	185	186	1,4%
	CENTRO	233	233	235	235	242	252	256	1,6%
	SUR	145	143	144	148	153	158	163	2,0%
	AYSÉN	151	150	156	160	161	164	168	1,7%
	MAGALLANES	224	224	228	231	231	233	237	0,9%
Total	SING	352	351	370	387	397	413	412	2,6%
	NORTE	355	364	358	378	378	393	391	1,6%
	CENTRO	380	381	388	396	417	436	447	2,8%
	SUR	317	293	295	309	324	334	346	1,5%
	AYSÉN	280	263	263	280	283	284	276	-0,2%
	MAGALLANES	369	373	385	393	385	384	387	0,8%

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Gráfico 96: Consumo Promedio Mensual Total AT Por Zona Geográfica (kWh)

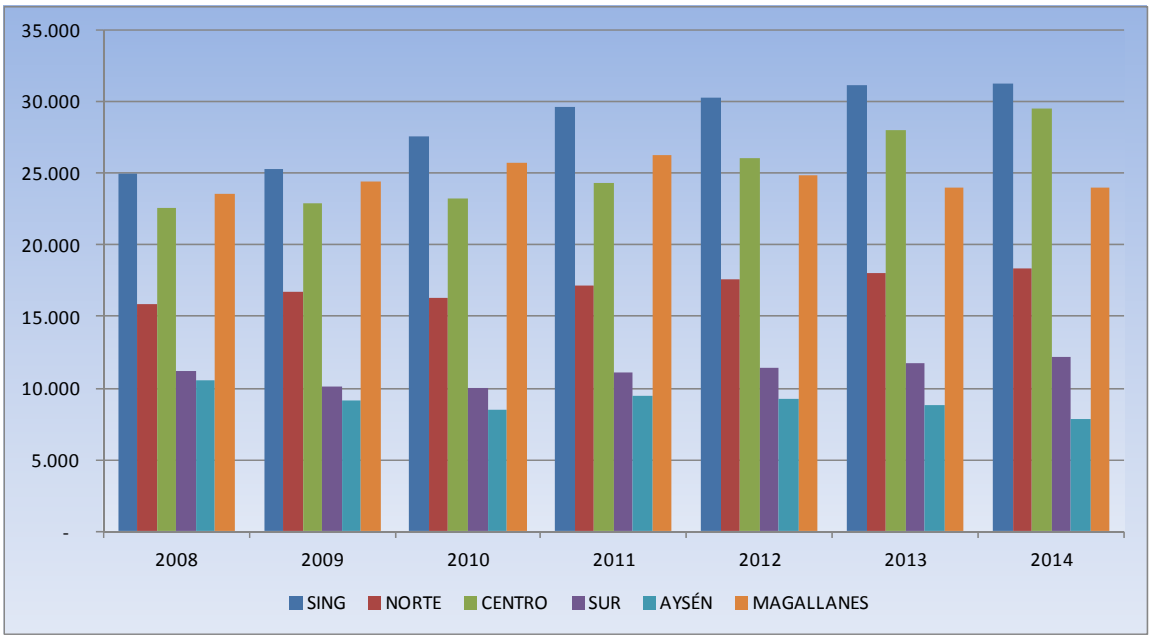
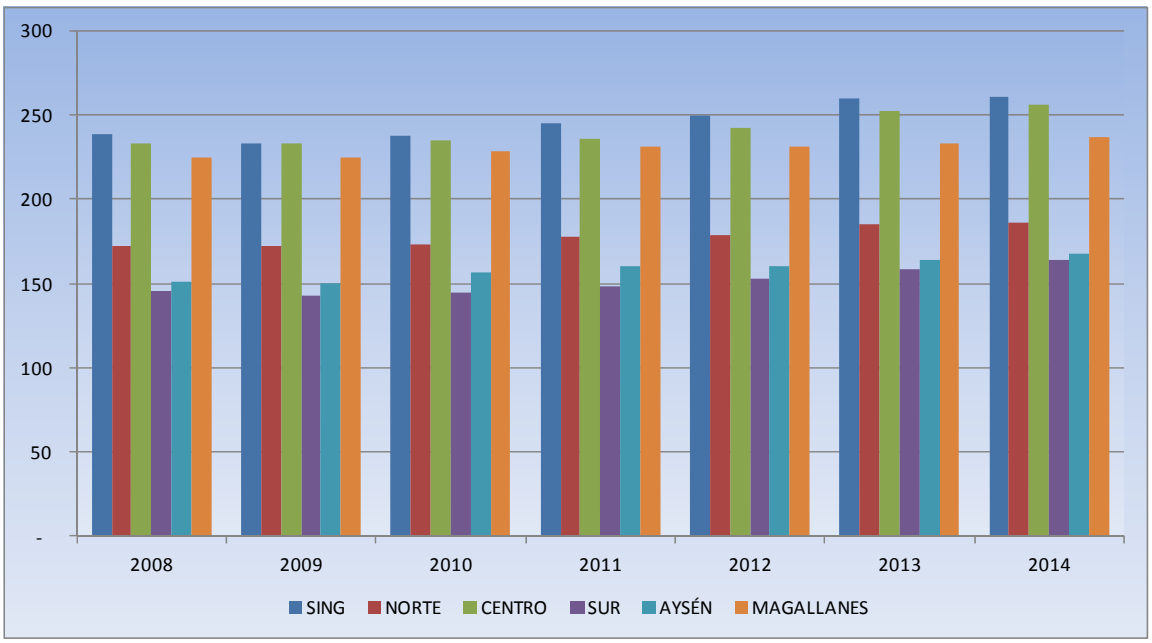


Gráfico 97: Consumo Promedio Mensual Total BT Por Zona Geográfica (kWh)



- **Precio Medio**

Para determinar el precio medio por opción tarifaria se valorizaron las unidades físicas de cargo fijo, energía y potencia informadas por las empresas distribuidoras en Ingresos de Explotación, con los cargos tarifarios obtenidos con el modelo utilizado en

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

la comparación de los Ingresos Reales y Teóricos. A continuación, se determinó el cuociente para cada opción tarifaria y clasificación según Zona Geográfica de los ingresos calculados y su energía correspondiente. Los valores monetarios se encuentran en $ de diciembre 2014.

En la tabla siguiente se incluye el Precio Medio anual para cada tarifa, según el tamaño de la Empresa. En el gráfico a continuación se ilustra la comparación entre los precios medios del período 2008 – 2014 para cada tarifa y tamaño de empresa, observándose que:

- Los mayores precios medios se presentan en Aysén, a excepción de la tarifa BT4.1. Por el contrario, los menores precios medios se registran en Magallanes, salvo en la tarifa BT2PPP.
- En AT, todos los casos registran los valores mayores en la opción AT2 y los menores en la tarifa AT4.3.
- En BT, los mayores precios medios se presentan en las tarifas BT2PPP (Aysén-Magallanes-Norte-SING) y BT4.2 (Centro y Sur). Por el contrario, los menores precios medios se registran en las opciones BT4.1 (Aysén-Norte-Sur), BT4.3 (Centro-Magallanes) y BT1a (SING).

Tabla 87: Precio Medio Por Zona Geográfica ($/kWh)

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT2PP	AYSÉN	150,59	167,91	128,58	162,14	161,09	161,14	162,64
	CENTRO	117,83	126,37	114,25	108,18	89,55	82,78	87,74
	MAGALLANES	77,89	84,58	87,05	87,26	86,73	87,71	91,40
	NORTE	148,88	161,09	136,61	130,03	112,81	103,36	101,80
	SING	118,84	149,91	123,74	96,63	85,47	91,15	103,74
	SUR	121,82	124,37	119,61	113,01	99,73	97,72	102,09
AT2PPP	AYSÉN	147,43	159,71	147,30	141,86	143,36	146,44	141,62
	CENTRO	126,96	137,83	122,40	116,82	99,69	89,07	92,18
	MAGALLANES	78,60	83,21	78,83	79,28	87,78	85,43	86,16
	NORTE	149,74	185,42	140,26	125,89	116,76	87,98	90,82
	SING	99,54	126,06	101,46	80,93	72,92	81,12	97,00
	SUR	129,24	133,25	122,54	120,53	103,85	100,61	104,93
AT3PP	AYSÉN	107,23	113,69	106,76	102,30	106,32	111,72	113,63
	CENTRO	100,24	102,36	90,23	84,95	68,99	65,54	72,45
	MAGALLANES	57,82	65,47	66,91	66,38	67,23	65,84	67,76
	NORTE	105,32	111,96	102,58	96,55	81,46	77,34	78,72
	SING	92,19	115,67	90,49	69,17	62,24	69,33	83,62
	SUR	110,32	108,74	96,93	97,20	83,47	80,57	85,84

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AT3PPP	AYSÉN	116,65	122,42	113,13	106,75	113,76	111,92	117,24
	CENTRO	102,08	105,59	92,16	87,57	71,28	67,21	73,20
	MAGALLANES	64,82	75,22	74,61	73,13	74,11	79,26	76,19
	NORTE	116,18	129,86	114,87	110,92	92,11	79,06	77,01
	SING	87,79	111,39	87,74	68,51	63,46	72,13	83,51
	SUR	114,51	118,41	104,01	103,40	87,43	91,36	92,44
AT4.1	AYSÉN	97,37	111,57	105,32	99,54	107,34	115,38	112,80
	CENTRO	104,99	105,93	93,38	91,09	78,57	65,32	76,60
	NORTE	104,10	103,41	95,23	91,81	72,61	73,51	78,04
	SUR	101,12	108,77	96,30	92,82	80,28	82,12	85,20
AT4.2	AYSÉN	100,98	111,97	110,41	100,66	101,92	114,10	116,59
	CENTRO	97,63	99,62	86,02	83,30	69,46	66,14	71,91
	MAGALLANES	64,44	72,30	74,52	73,92	73,26	73,72	75,98
	NORTE	105,28	108,10	96,40	100,16	80,74	73,59	74,62
	SING	95,91	121,00	95,72	73,45	63,99	70,50	88,23
	SUR	100,05	102,13	88,71	92,91	83,13	78,75	84,53
AT4.3	AYSÉN	92,57	98,07	88,81	83,61	90,59	93,27	94,04
	CENTRO	89,55	91,59	79,75	76,20	61,98	59,47	65,72
	MAGALLANES	54,28	62,69	64,32	63,95	63,58	64,13	65,93
	NORTE	97,00	100,42	91,52	85,38	72,16	69,05	71,35
	SING	88,25	114,10	86,90	65,97	59,32	67,13	81,79
	SUR	94,02	93,68	81,52	80,42	67,29	68,04	74,18
BT1a	AYSÉN	150,34	168,54	157,82	152,64	156,86	157,02	157,75
	CENTRO	128,14	128,72	114,59	109,81	92,66	86,88	94,04
	MAGALLANES	97,36	105,82	105,89	105,82	105,97	102,86	104,45
	NORTE	140,85	145,99	135,97	123,50	108,01	103,91	105,33
	SING	121,11	148,47	120,93	95,51	87,22	93,96	110,21
	SUR	157,30	160,61	146,05	144,53	127,78	124,19	130,20
BT1b	CENTRO	388,68	431,60	428,22	316,04	282,99	228,43	227,82
BT2PP	AYSÉN	144,76	163,65	153,55	149,08	159,47	160,10	166,78
	CENTRO	136,11	132,87	127,98	122,76	97,02	93,67	106,83
	MAGALLANES	85,30	91,14	92,66	92,99	95,52	94,93	97,05
	NORTE	143,25	149,50	145,56	134,20	121,62	118,31	119,61
	SING	123,45	149,03	122,60	99,06	91,60	99,32	114,75
	SUR	150,66	146,93	135,80	136,42	121,49	119,87	125,38
BT2PPP	AYSÉN	343,39	316,98	268,96	229,01	217,47	162,89	202,37
	CENTRO	120,84	122,53	103,63	100,37	83,39	91,77	103,40
	MAGALLANES	113,54	135,53	132,97	137,27	135,22	122,34	125,47

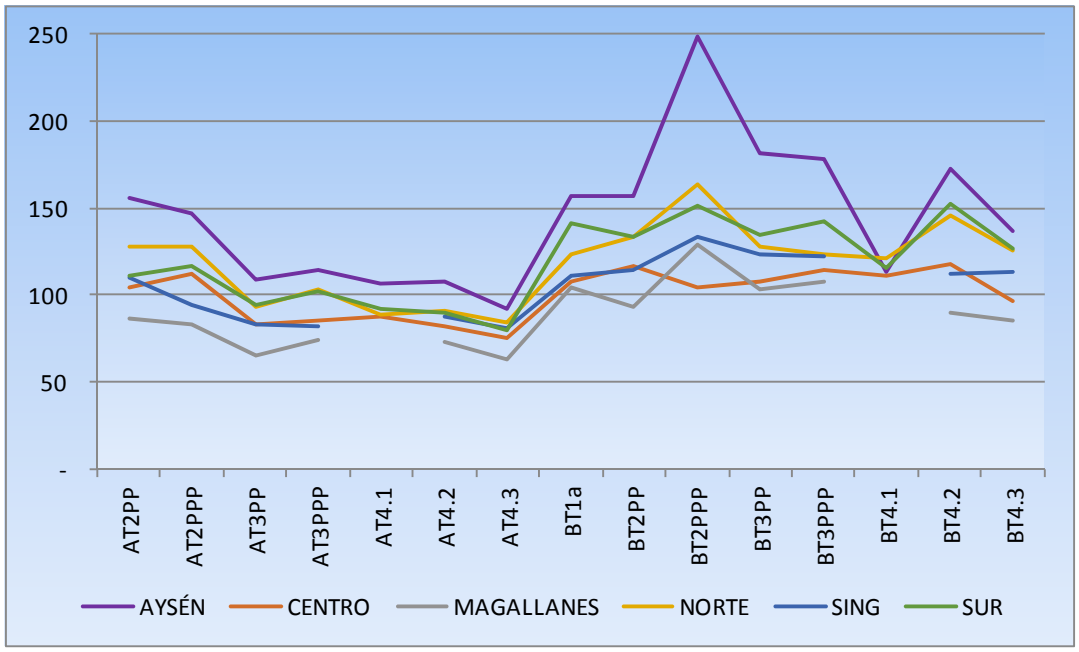
Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	NORTE	169,05	168,08	185,66	178,62	152,54	146,44	141,52
	SING	141,84	178,02	145,78	118,05	106,88	114,49	130,83
	SUR	152,18	223,85	146,82	145,79	128,39	127,30	134,02
BT3PP	AYSÉN	165,91	185,96	177,93	179,30	188,11	185,72	187,34
	CENTRO	124,31	127,23	115,60	108,86	90,94	88,79	97,00
	MAGALLANES	93,34	101,01	103,35	105,53	106,95	105,80	107,58
	NORTE	138,00	146,49	146,84	130,87	110,98	111,68	112,32
	SING	132,98	162,67	132,52	108,14	95,43	106,19	122,63
	SUR	146,38	148,11	138,03	138,75	122,98	121,00	127,84
BT3PPP	AYSÉN	163,23	188,05	177,64	168,74	176,79	184,50	184,54
	CENTRO	129,78	133,53	125,45	117,44	99,53	92,27	99,92
	MAGALLANES	100,82	108,56	111,65	113,77	113,11	101,16	101,05
	NORTE	137,49	140,89	135,32	128,78	109,23	103,78	105,51
	SING	134,30	162,19	132,21	106,44	96,60	104,75	119,43
	SUR	158,89	162,52	146,91	144,50	126,97	126,14	132,54
BT4.1	AYSÉN	112,45	116,44	111,89	108,57	116,39	120,79	108,95
	CENTRO	128,20	131,81	120,32	113,84	96,23	89,04	98,24
	NORTE	135,51	134,01	121,95	127,15	106,45	113,26	112,44
	SUR	129,26	129,68	116,39	119,44	106,22	107,27	96,05
BT4.2	AYSÉN	155,11	180,62	172,48	168,51	165,23	179,85	189,42
	CENTRO	134,97	138,58	121,90	119,74	106,65	99,59	105,34
	MAGALLANES	80,84	91,81	99,00	95,90	90,28	81,41	89,74
	NORTE	163,37	157,37	140,41	150,61	122,33	139,50	142,78
	SING	125,29	144,19	123,28	97,63	91,79	93,52	108,46
	SUR	142,50	142,87	158,71	167,63	168,80	141,61	141,53
BT4.3	AYSÉN	120,22	135,41	128,65	128,46	138,19	140,49	167,26
	CENTRO	112,09	114,30	102,95	97,61	80,89	78,79	85,77
	MAGALLANES	77,98	87,00	84,59	86,71	88,21	86,39	86,92
	NORTE	133,36	144,57	135,16	139,21	105,60	108,06	111,01
	SING	124,58	150,61	123,74	96,73	90,96	96,72	111,27
	SUR	139,49	142,08	127,35	125,55	112,72	111,38	125,05
Total AT	AYSÉN	98,00	104,47	95,94	89,88	95,98	99,09	100,49
	CENTRO	91,84	93,85	81,69	77,79	63,19	60,46	66,67
	MAGALLANES	56,23	64,37	65,65	65,06	64,95	65,27	67,01
	NORTE	98,54	102,24	93,01	86,91	73,37	70,00	72,16
	SING	89,29	114,64	87,86	66,84	60,12	67,81	82,32
	SUR	97,55	97,78	85,38	83,83	70,23	70,76	76,55
Total BT	AYSÉN	149,27	167,09	156,78	152,10	157,53	157,90	159,34

Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl

Tarifa	Zona Geográfica	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	CENTRO	126,96	127,83	114,43	109,17	91,64	86,87	94,31
	MAGALLANES	95,61	103,87	104,15	104,39	104,92	101,88	103,45
	NORTE	140,55	146,19	137,44	126,15	109,04	105,61	106,94
	SING	123,05	150,53	122,70	97,33	88,69	95,82	111,82
	SUR	155,25	160,33	144,03	142,76	126,44	123,31	129,37
Total	AYSÉN	125,36	139,86	131,71	124,90	130,39	132,46	135,67
	CENTRO	113,26	114,48	101,39	96,32	79,64	75,66	82,41
	MAGALLANES	80,06	88,01	88,33	88,01	88,82	87,36	89,18
	NORTE	118,59	122,77	114,29	105,10	90,02	86,61	88,52
	SING	112,17	138,47	110,18	86,07	78,00	85,41	101,01
	SUR	123,60	127,79	113,67	111,55	96,38	95,29	101,15

Gráfico 98: Precio Medio Promedio Por Zona Geográfica ($/kWh)



Alonso de Córdova Nº 5670 • Piso 12 • Of. 1204 • Las Condes
Web: www.gtdingenieria.cl • Email: gtd@gtdingenieria.cl