

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 2 – Informe N°35

**Determinación de Tarifas Objetivo de
Aplicación y comparación con las
tarifas vigentes de CFE**

Preparado para:



DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN Y COMPARACIÓN CON LAS TARIFAS VIGENTES DE CFE

CONTENIDO

GLOSARIO	5
RESUMEN EJECUTIVO	7
1. INTRODUCCIÓN	16
2. CATEGORÍAS Y OPCIONES TARIFARIAS – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN.....	18
2.1. DISEÑO TARIFARIO: LA FACTURA AL USUARIO FINAL	18
2.2. CATEGORÍAS TARIFARIAS DE APLICACIÓN PROPUESTAS	19
2.3. DEFINICIÓN DE LAS OPCIONES PARA CADA CATEGORÍA TARIFARIA	21
3. TRATAMIENTO DE LA ESTACIONALIDAD	23
3.1. GENERALIDADES	23
3.2. APLICACIÓN A LAS TARIFAS TEÓRICAS	24
3.3. REFLEJO EN LOS CARGOS TARIFARIOS	25
3.4. APLICACIÓN DEL AJUSTE ESTACIONAL	27
4. TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN.....	29
4.1. FÓRMULAS PARA DETERMINAR LOS CUADROS DE APLICACIÓN	29
4.2. CUADROS TARIFARIOS PARA CATEGORÍAS GENERALES	38
4.3. CUADROS TARIFARIOS PARA TARIFAS ESPECIALES – INTERRUMPIBLE Y DE RESPALDO	41
4.3.1. Tarifa Interrumpible	42
4.3.2. Tarifa de respaldo	45
5. ANÁLISIS COMPARATIVO TARIFA VIGENTE – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN.....	49
ANEXO I – REGIONES TARIFARIAS	72
ANEXO II – ESTRUCTURA TEMPORAL DE LOS CARGOS TARIFARIOS QUE RECUPERAN LOS COSTOS DE CAPACIDAD	75
ANEXO III – ESTRUCTURA TEMPORAL DE LOS CARGOS TARIFARIOS QUE RECUPERAN EL COSTO DE LA ENERGÍA	78
ANEXO IV – COMPARACIÓN FACTURA MEDIA PARA LA REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR ...	83

ÍNDICE DE GRÁFICAS Y TABLAS

Gráfica 1 Comparación tarifas domésticas 1, 1A y 1B.....	50
Gráfica 2 Comparación tarifas domésticas 1C, 1D, 1E y 1F.....	51
Gráfica 3 Comparación tarifa DAC (CFE).....	52
Gráfica 4 Comparación tarifa 2.....	53
Gráfica 5 Comparación tarifa 2 – Consumos hasta 250 kWh/mes.....	54
Gráfica 6 Comparación tarifa 3.....	55
Gráfica 7 Comparación tarifas 9, 9N y 9Cu en BT.....	56
Gráfica 8 Comparación tarifas 9M, 9N y 9CU en MT.....	57
Gráfica 9 Comparación tarifas 6, O-M en MT.....	58
Gráfica 10 Comparación tarifas H-M en MT.....	58
Gráfica 11 Comparación tarifas H-M en MT – FC variable.....	60
Gráfica 12 Comparación tarifas T-HS en AT.....	61
Gráfica 13 Comparación tarifas T-HSL en AT.....	61
Gráfica 14 Comparación tarifas HS y HSL – FC variable.....	62
Gráfica 15 Comparación tarifas T-HT en AT.....	64
Gráfica 16 Comparación tarifas T-HTL en AT.....	65
Gráfica 17 Comparación tarifas T-HTL en AT – FC variable.....	66
Gráfica 18 Comparación de ingresos según nivel de tensión.....	69
Gráfica 19 Ingreso comparados por tipo de tarifa.....	70
Gráfica 20 Curva de Bary.....	75
Gráfica 21 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifas domésticas 1C, 1D y DAC.....	83
Gráfica 22 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifa 2.....	84
Gráfica 23 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifa 3.....	85
Gráfica 24 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifas 9M, 9N y 9CU en MT.....	85
Gráfica 25 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifas 6, O-M y H-M en MT (verano).....	86

Gráfica 26 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifas 6, O-M y H-M en MT (invierno)	87
Gráfica 27 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifa T-HS en AT (verano)	87
Gráfica 28 Anexo IV – Región BCS: comparación tarifa T-HS en AT (invierno).....	88
Gráfica 29 Anexo IV – Región BCS: Comparación de ingresos según nivel de tensión (verano).....	89
Gráfica 30 Anexo IV – Región BCS: Comparación de ingresos según nivel de tensión (invierno)	90
Tabla 1 Relación entre tarifa vigente y objetivo de aplicación.....	20
Tabla 2 Cargos definidos para la tarifa objetivo de aplicación	23
Tabla 3 Factor de estacionalidad del costo marginal de la energía	28
Tabla 4 Opciones tarifarias y fórmulas de las tarifas objetivo de aplicación.....	30
Tabla 5 Cuadros tarifarios – Tarifa objetivo de aplicación.....	39
Tabla 6 Cuadros tarifarios – Tarifa objetivo de aplicación – Servicio Interrumpible.....	44
Tabla 7 Cuadros tarifarios – Tarifa objetivo de aplicación – Servicio de respaldo.....	47
Tabla 8 Comparaciones Tarifa Vigente – Objetivo de Aplicación realizadas.....	49
Tabla 9 Producto tarifario comparado [millones USD, año 2007].....	68
Tabla 10 Comparación tarifa media DAC [millones USD, año 2007]	69
Tabla 11 Anexo IV – Región BCS: tarifa media comparada	88

GLOSARIO

AT: Alta tensión

BT: Baja tensión

MT: Media tensión

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CRE: Comisión Reguladora de Energía [cambiaron el texto, usaron uno viejo. Es muy difícil revisar de esta manera]

LFC: Luz y Fuerza del Centro

Proceso ETL: Proceso de Extracción, Transformación y Carga

SQL Server: motor de base de datos

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SENER: Secretaria de Energía

SER: Sistemas Eléctricos Representativos

TDR: Términos de referencia

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta tensión a Media tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media tensión a Baja tensión

DB1: Tarifa Doméstica Bloque 1 en Baja Tensión (hasta 150kWh mensual)

DB2: Tarifa Doméstica Bloque 2 en Baja Tensión (mayor a 150kWh mensual)

PDBT: Tarifa Pequeña Demanda en Baja Tensión (hasta 25kW mes)

GDBT: Tarifa Gran Demanda en Baja Tensión (mayor a 25kW mes)

APBT: Tarifa Alumbrado Público en Baja Tensión

RABT: Tarifa Riego Agrícola en Baja Tensión

GDMT: Tarifa Gran Demanda en Media Tensión

APMT: Tarifa Alumbrado Público en Media Tensión

RAMT: Tarifa Riego Agrícola en Media Tensión

ST: Tarifa en Subtransmisión

T: Tarifa en Transmisión

CMCP: Costos marginal de corto plazo

FENAVIA

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN Y COMPARACIÓN CON LAS TARIFAS VIGENTES DE CFE

RESUMEN EJECUTIVO

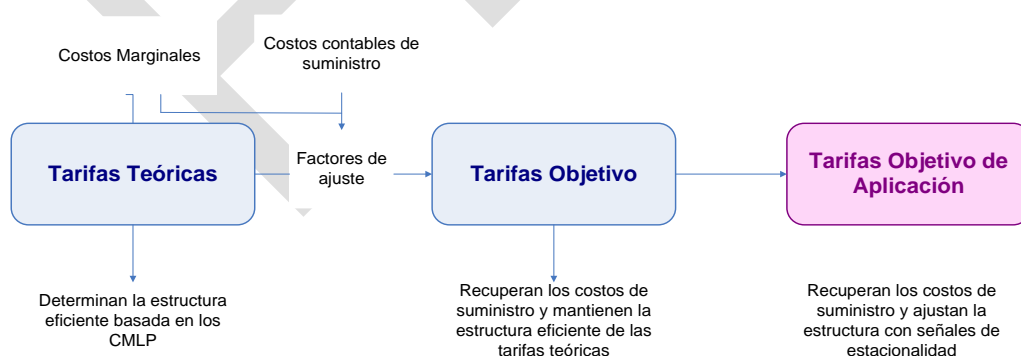
INTRODUCCIÓN

Este informe tiene como objetivo presentar las tarifas objetivo reestructuradas de manera tal que sus cargos reflejen opciones tarifarias para los distintos grupos de usuarios, cuya selección dependerá tanto de la medición con la que cuenta cada usuario como de las señales de estacionalidad que consideran costos marginales de generación, y asignación del costo de capacidad diferencial a una u otra estación.

Estas tarifas están basadas en los resultados presentados en el Informe N° 41/43 Determinación de costos de suministro medios a clases de usuarios, y determinación de tarifas objetivo, donde se calcularon las mismas, considerando al año 2007 como base, y todas las comparaciones realizadas en el presente documento corresponden a dicho año.

En el esquema siguiente se muestra el proceso seguido para la determinación de los cuadros tarifarios que se presentan en este informe

PROCESO DE DETERMINACIÓN DE TARIFAS

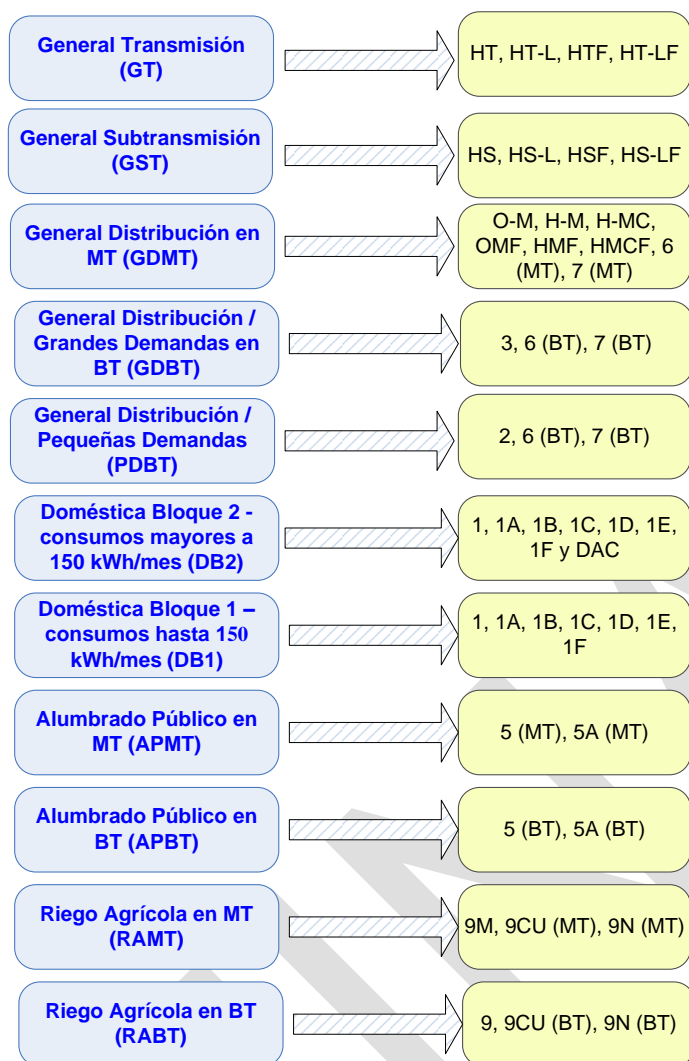


Fuente: Proceso metodológico desarrollado por MEC

LA ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

En la figura siguiente se muestra la correspondencia entre las categorías tarifarias propuestas y las vigentes:

CORRESPONDENCIA ENTRE CATEGORÍAS DE TARIFAS TEÓRICAS Y VIGENTES



Fuente: Proceso metodológico desarrollado por MEC

Las categorías tarifarias del diagrama anterior son una propuesta de MEC, cuya sustentación se encuentra en el Informe N° 33 oportunamente presentado. Para su definición se tuvo en cuenta el análisis de las curvas de carga procesadas a partir de las mediciones de los meses de enero a mayo 2010 de la actual campaña de medición que está llevando a cabo CFE, presentadas en el Informe N° 3.

Las tarifas de los diferentes tipos de usuarios, agrupados en las categorías tarifarias propuestas, están diseñadas a través de considerar una estructura de cargos basados en conceptos de eficiencia económica. Así, todas las tarifas contienen un cargo comercial (fijo) por cliente, cargos variables por la energía consumida en bloques de punta, intermedio y base, y uno o dos cargos por capacidad.

Sin embargo, para ciertos tipos de usuarios puede ser necesario modificar esta estructura de cargos, según sean las características de dichos usuarios y la forma de medición. Este podría ser el caso de los usuarios con medición simple de energía.

Una forma interesante de dar tratamiento a estas particularidades del tipo de medición de cada usuario o grupo de usuarios, es la presentación de opciones tarifarias a los usuarios finales, de manera que para una misma categoría tarifaria, los usuarios puedan elegir la manera más conveniente en que sus variables físicas sean registradas y por lo tanto facturadas. En estos casos, cada usuario deberá analizar la conveniencia de adquirir un medidor horario, por ejemplo, versus el ahorro que podría lograr por no consumir energía en las horas de punta.

En este sentido, es posible re-expresar los cargos de manera de obtener distintas configuraciones de cargos para un determinado grupo o categoría de usuarios, determinando así opciones tarifarias.

Por ejemplo, para el caso de los usuarios domésticos, en general la medición es simple de energía, con lo cual la estructura tarifaria teórica se debe readecuar para posibilitar este tipo de medición, mediante la utilización de factores que caracterizan el consumo. El inconveniente es que las estructuras tarifarias más simples (pocos cargos) no permiten transmitir señales adecuadas a los usuarios, de modo que modifiquen su modalidad de consumo, siendo la más común la migración de consumo hacia horas fuera de la punta.

Así, resulta importante definir opciones tarifarias que permitan poner en evidencia estas señales, de manera que el cambio en el patrón de consumo, resulte en un beneficio para el Organismo y para el usuario.

En el cuadro siguiente se muestran las opciones propuestas:

CARGOS PARA CADA OPCIÓN TARIFARIA

Categoría/Opción tarifaria	CF	CV	CV _p	CV _i	CV _b	CC	CC _{fp}
Doméstica BT Bloque 1 (DB1)	X	X					
Doméstica BT Bloque 2 – Opción 1 (DB2O1)	X	X					
Doméstica BT Bloque 2 – Opción 2 (DB2O2)	X		X	X ⁽¹⁾		X	
Pequeña Demanda BT (PDBT)	X	X					
Gran Demanda BT - Opción 1 (GDBTO1)	X	X				X	
Gran Demanda BT - Opción 2 (GDBTO2)	X		X	X	X	X	
Alumbrado Público BT (APBT)		X					
Riego Agrícola BT - Opción 1 (RABTO1)		X					
Riego Agrícola BT - Opción 2 (RABTO2)	X		X ⁽²⁾		X		
Gran Demanda MT - Opción 1 (GDMTO1)	X	X				X	
Gran Demanda MT - Opción 2 (GDMTO2)	X		X	X	X	X	
Alumbrado Público MT (APMT)		X					
Riego Agrícola MT - Opción 1 (RAMTO1)		X					
Riego Agrícola MT - Opción 2 (RAMTO2)	X		X ⁽²⁾		X		
General en ST – Opción 1 (GSTO1)	X		X	X	X	X ⁽³⁾	X
General en ST – Opción 2 (GSTO2)	X		X	X	X	X ⁽⁴⁾	X
General en T – Opción 1 (GTO1)	X		X	X	X	X ⁽³⁾	X
General en T – Opción 2 (GTO2)	X		X	X	X	X ⁽⁴⁾	X

Fuente: Propuesta desarrollada por MEC

Nota (1): los cargos variables de energía en los bloques intermedio y base se conjugan en un cargo variable fuera de punta.

Nota (2): los cargos variables de energía en los bloques de punta e intermedio se conjugan en un cargo variable punta-intermedio.

Nota (3): la opción 1 corresponde a la opción de cargo de capacidad medida.

Nota (4): la opción 2 corresponde a la opción de cargo de capacidad contratada.

Dónde

- CF cargo fijo que se paga en cada instancia de facturación (por mes), en \$Mx/usuario;
- CV cargo variable (único), en \$Mx/kWh;
- CV_p cargo variable en el bloque de punta, en \$Mx/kWh;
- CV_i cargo variable en el bloque intermedio, en \$Mx/kWh;
- CV_b cargo variable en el bloque de base, en \$Mx/kWh;
- CC cargo por capacidad, en \$Mx/kW;
- CC_{fp} cargo por capacidad fuera de punta, en \$Mx/kW;

Las tarifas objetivo de aplicación que se muestran en la tabla anterior se calcularon para todas las regiones tarifarias cuyo detalle y composición se muestra en el ANEXO I del presente documento.

TRATAMIENTO DE LA ESTACIONALIDAD

Los costos marginales de capacidad asociados al desarrollo de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución primaria y secundaria, así como también los asociados a la

etapa de generación, se determinan por lapso anual y se expresan por unidad de potencia máxima anual (por ejemplo, USD/kW-año).

En el momento de aplicar las tarifas, este costo de capacidad se puede recuperar de diversas formas, según sea la conformación de la fórmula tarifaria y la modalidad de medición del servicio. Por ejemplo, en las tarifas más simples, con medición de energía solamente, se convierte el costo anual de capacidad en parte del cargo por energía expresado en USD/kWh. Sin embargo, cualquiera sea la variante, el cargo de USD/kW-mes efectivamente aplicado debe ajustarse de modo que se recuperen correctamente los costos anuales de capacidad establecidos.

Usualmente, todos estos modos de tarifar la potencia tienen en común que el cargo unitario por mes no varía a lo largo del año (excepto por los ajustes de precios de factores debidos a inflación o causas similares), por lo que puede interpretarse como la remuneración por el costo unitario anual hecha efectiva en 12 “cuotas” mensuales. Esto es consistente con una argumentación que considera la realidad “física” que hace muy poco flexibles los costos a los desplazamientos temporales de la demanda en plazos cortos: aún cuando la demanda máxima variara de un mes a otro durante el año, no sería posible acompañar rápidamente esta variación con adecuaciones de las instalaciones o modificaciones en los gastos de operación. Es decir, es impensable que en el periodo de un año, las instalaciones necesarias para abastecer una mayor demanda en los meses de verano (partiendo de la base que las demandas en verano son mayores que en invierno) se retiren en los meses de invierno cuando la demanda baja, para ser utilizados en otras regiones o sectores.

Por tal motivo, cuando se diseña la estructura de un sistema de tarifas sobre la base de los costos marginales –las que se designan como tarifas teóricas– los cargos por potencia son expresados en USD/kW-mes entendiendo que se trata simplemente de un doceavo del cargo anual que recupera el costo marginal.

No obstante, en la forma que adquieren los cuadros tarifarios de aplicación, coordinados con el régimen de aplicación que los acompañan (donde, entre otros aspectos, se fija la modalidad de medición de la potencia a facturar), puede ser conveniente introducir modificaciones a la estructura de las tarifas teóricas con el propósito de incentivar a los usuarios a que adopten ciertos comportamientos económicos deseables.

Una diferenciación estacional del cargo mensual de potencia puede ser entonces recomendable. Tales casos son infrecuentes y son tratados en general “a sentimiento”, basándose en la experiencia particular y el conocimiento que el operador tiene del mercado atendido, pues no están suficientemente difundidas y probadas las argumentaciones de teoría económica que podrían darle un buen sustento.

Para la determinación de los cuadros de aplicación, y con el objeto de dar señales adecuadas en los cargos respecto de la estacionalidad de los consumos, se consideraron dos conceptos para diferenciar entre las estaciones de invierno y verano:

- El costo marginal promedio de la energía para Verano e Invierno: del análisis de los costos marginales de corto plazo en el largo plazo surge que existe una diferencia de aproximadamente 10% entre el precio promedio de la energía en verano e invierno
- El cargo por capacidad anual: el criterio de asignación consistió en (i) en el verano, asignar el 100% del costo de capacidad anual; (ii) en invierno asignar el 75% del costo de capacidad anual determinado a partir de la curva que relaciona el factor de carga y el costo de desarrollo asociado que permite obtener la proporción de cargo fijo y variable, y el 25% restante se energiza.

El criterio propuesto en el segundo punto anterior, tiene su justificación en la curva de Bary, en la cual se puede obtener las relaciones de costo fijo y variable en función del factor de carga. Este procedimiento se desarrolla en el ANEXO II del presente estudio.

Del resultado del análisis surge como conclusión que para un amplio rango de factor de carga, el costo de desarrollo asociado se puede expresar por el 75% de cargo fijo y 25% por el cargo variable., a partir de lo cual se propone asignar el 25% del cargo variable en los bloques de energía de punta en verano e invierno e intermedio en verano, ya que coinciden con los periodos de máxima solicitud del sistema.

ANÁLISIS COMPARATIVO

Como análisis final del estudio, se compararon las tarifas vigentes y las tarifas objetivo de aplicación, para lo cual se facturó a un usuario con un determinado perfil de consumo para un rango de consumos mensuales con las tarifas vigentes de CFE y con las tarifas objetivo de aplicación resultantes del estudio.

Esta comparación se realizó considerando los cargos estacionales de invierno y verano, para aquellas regiones en las que la categoría o tarifa comparada resulta representativa en cuanto a su participación en el volumen de energía aportado.

Asimismo, dada las particularidades de la región Baja California Sur, en el ANEXO IV se presentó una comparación sólo considerando esta región.

Del análisis comparativo efectuado se pueden extraer las siguientes conclusiones generales:

- En general, los cargos de las tarifas domésticas vigentes son menores a los que resultan de las tarifas objetivo de aplicación hasta determinado nivel de consumo, a

partir del cual se invierte esta relación, resultando las facturas medias de los usuarios a tarifas vigentes mayores que las asociadas a las tarifas objetivo de aplicación.

En el cuadro siguiente se muestran los puntos de equilibrio entre cada tipo de tarifa vigente y las tarifas objetivo de aplicación, por estación:

EQUILIBRIO ENTRE TARIFA VIGENTE Y OBJETIVO DE APLICACIÓN

Estación	Tipo de tarifa						
	1	1A	1B	1C	1D	1E	1F
<i>Región Tarifaria considerada</i>	<i>Sur</i>	<i>Peninsular</i>		<i>Baja California Sur</i>	<i>Peninsular</i>		<i>Baja California</i>
Invierno	320	320	300	300	540	400	255
Verano	640	780	640	1220		2620	5800

Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007

Nota: para la comparación se tomaron los cuadros tarifarios de distintas regiones tarifarias, según el criterio de elegir aquella región con mayores ventas de energía de cada tipo de tarifa doméstica (ver sección 5).

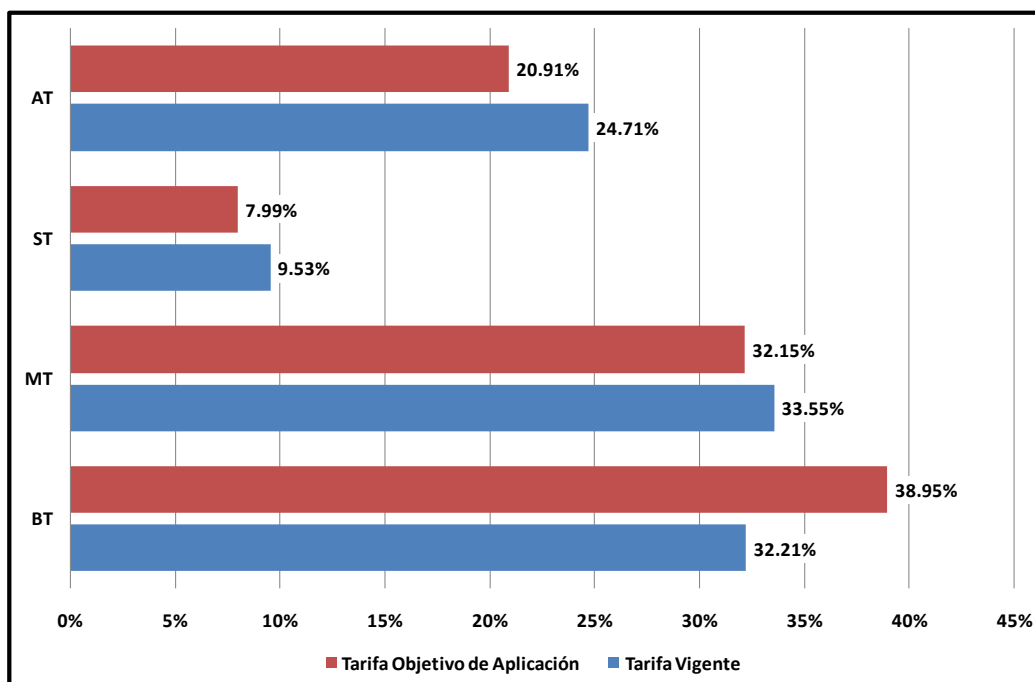
Interesa mencionar que en el caso de la tarifa DAC, la factura media resultante de la tarifa vigente es siempre superior a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación. En contraste, la tarifa 1D de verano siempre es inferior a la TO de aplicación.

- Dichos puntos de equilibrio varían en temporada de verano o invierno debido a que:
 - Las tarifas vigentes –excepto las tarifas 1 y la 1A, que se aplican en las localidades menos cálidas del país- tienen cargos más bajos y mayores límites de consumo durante los meses de temporada de verano.
 - Las tarifas objetivo de aplicación, con el objeto de brindar una señal a los consumidores, se diseñaron de forma tal que implican un mayor cargo variable por la energía consumida en temporada de verano que en invierno.
- La tarifa vigente 2 produce una factura media menor que la resultante de la tarifa objetivo para los consumos más pequeños y mayor para consumos superiores a 75 kWh/mes para la objetivo de aplicación en invierno, y 125 kWh/mes para el caso de verano.
- La tarifa vigente 3 produce una factura media muy similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en verano, aunque se va alejando para mayores consumos. En invierno, sin embargo, la tarifa vigente produce cargos mayores que la tarifa objetivo de aplicación.
- Respecto a todas las tarifas vigentes de riego agrícola (9, 9M, 9CU y 9N) se observa que las facturas medias resultantes de las dos tarifas de estímulo están por debajo

de las objetivo de aplicación. Se aprecia especialmente el elevado nivel de subsidio de estas tarifas.

- La factura media resultante de la tarifa 9M en Media Tensión es muy similar a la factura media resultante de la tarifa objetivo de aplicación denominada Riego Agrícola – Opción 2 (RAMTO2) en temporada de invierno, que contiene un cargo diferenciado para el período nocturno.
- La tarifa vigente horaria HM en invierno produce una factura media similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación GDMT en la misma estación, encontrándose la primera ligeramente por debajo de la segunda para rangos de consumos menores a los 20,000 kWh/mes, y levemente por encima a partir de dicho límite. En verano, la tarifa vigente produce facturas inferiores a las resultantes de la tarifa objetivo de aplicación, e incluso inferiores a la tarifa vigente en invierno.
- Algo similar se observa en el caso de las tarifas tarifas generales en los niveles de subtransmisión y transmisión.
- Lo anterior es coherente con el hecho de que las tarifas vigentes están diseñadas con el objeto de producir facturas menores en verano que en invierno, mientras que las tarifas teóricas están diseñadas sobre la base de los costos marginales, por lo cual implican facturas más altas en temporada de invierno.
- En función de los resultados obtenidos y de la comparación de la tarifa media vigente y la objetivo de aplicación realizada, cuyos resultados se muestran en la Tabla 9 del presente informe, se observa que la tarifa media total objetivo de aplicación, resulta un 27% mayor que la tarifa media vigente, siendo los mayores impactos los asociados con la categoría doméstica bloque 1 DB1 (+226%) y las categorías de Riego Agrícola en BT y MT, RABT (+271%) y RAMT (+179%) respectivamente.
- Por otro lado, si se compara la asignación de los costos con las tarifas vigentes y las tarifas objetivo de aplicación, se observa que se incrementa la participación de las tarifas en BT en los ingresos totales, mientras disminuyen las de las tarifas en AT, ST y MT y Subtransmisión, y las tarifas en AT muestran una ligera disminución:

COMPARACIÓN DE INGRESOS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN



Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Nota: en AT se incluye a exLFC.

DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN Y COMPARACIÓN CON LAS TARIFAS VIGENTES DE CFE

1. INTRODUCCIÓN

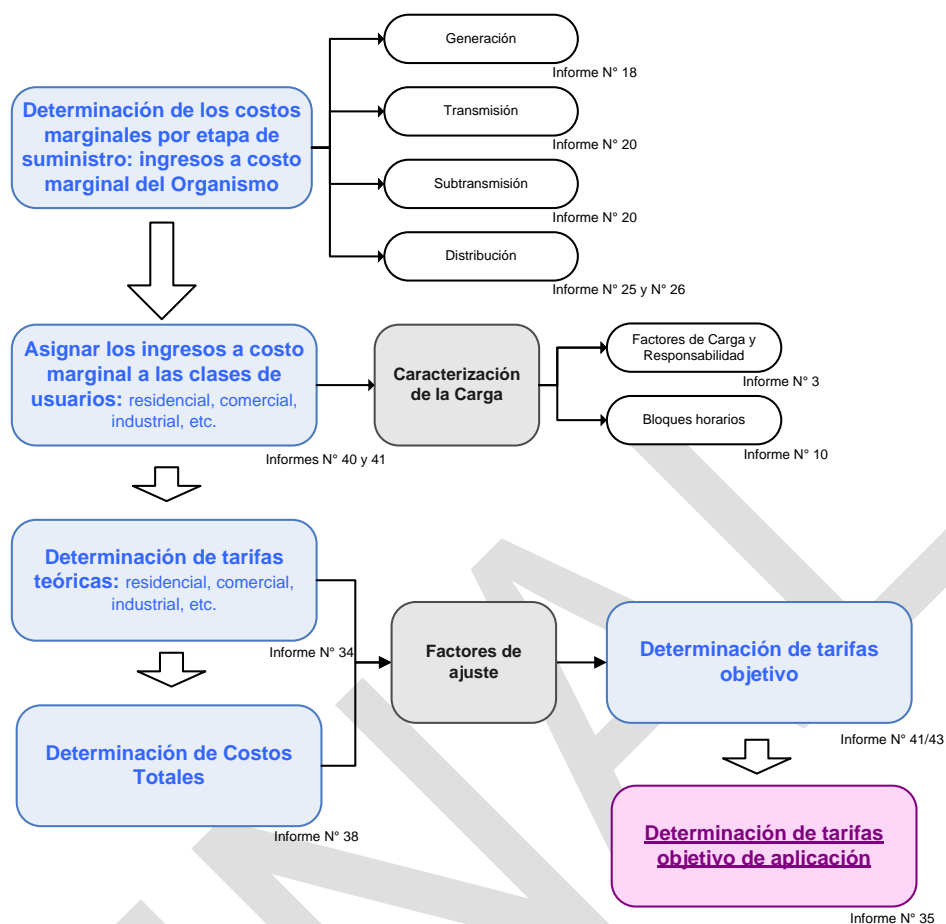
Este informe tiene como objetivo presentar las tarifas objetivo de aplicación reestructuradas de manera tal que sus cargos reflejen opciones tarifarias para los distintos grupos de usuarios, cuya selección dependerá tanto de la medición con la que cuenta cada usuario como de las señales de estacionalidad que consideran costos marginales de generación, y asignación del costo de capacidad diferencial a una u otra estación.

Estas tarifas están basadas en los resultados presentados en el *Informe N° 41/43 Determinación de costos de suministro medios a clases de usuarios, y determinación de tarifas objetivo*, donde se calcularon las tarifas objetivos, considerando al año 2007 como base, y todas las comparaciones realizadas en el presente documento corresponden a dicho año.

El proceso de determinación de tarifas incluyó los siguientes pasos:

- 1) En primer lugar se determinaron las **tarifas teóricas** (estructura y nivel) teniendo bajo consideración el mercado existente y las características de la carga de los distintos tipos de usuarios (curvas de carga), y aplicando los costos marginales calculados para cada etapa de suministro. Éstas han sido presentadas en el *Informe N° 34 - Determinación de tarifas teóricas basadas en costos marginales de energía y capacidad*.
- 2) Posteriormente, considerando los costos contables de suministro de CFE y los ingresos a costo marginal resultantes del Informe N° 34, se determinaron los factores de ajuste de las tarifas teóricas, a efecto de asegurar que las mismas recuperen la totalidad de los costos de suministro contables de CFE. La metodología para la determinación de los factores de ajuste fue presentada en el *Informe N° 42 – Metodología de ajuste de las tarifas teóricas para cubrir los costos totales*.
- 3) Por último, se ajustaron las tarifas teóricas multiplicando los costos marginales por los factores de ajuste - los cuales surgen de la relación entre los costos contables de suministro de CFE y los costos marginales-. Se obtienen así las Tarifas Objetivo que se presentan en el Informe 41-43.

GRÁFICA 1 EL PROCESO DE DETERMINACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS



Fuente: Metodología aplicada por MEC

Así, las tarifas objetivo de aplicación surgen de las tarifas objetivo -las cuales tienen una estructura eficiente determinada sobre la base de los costos marginales de largo plazo y permiten recuperar los costos totales de suministro de CFE-, ajustándose las mismas según consideraciones acerca de cómo tratar la estacionalidad y evidenciar las señales en los cargos definidos.

Los criterios para el diseño de estas tarifas se basan en principios de eficiencia económica y el modelo de cálculo está fundamentado en criterios estrictamente técnico-económicos, sin consideraciones de subsidios, y resultan de aplicación general.

En la parte final del informe, se presentan los resultados de un análisis comparativo de las tarifas objetivo de aplicación con las tarifas vigentes de CFE. La comparación se desarrolló a partir de las facturas medias de los usuarios de cada tipo de tarifa vigente y de cada tipo de tarifa objetivo de aplicación, para el año 2007, base del presente estudio integral de tarifas.

En función de lo expuesto el presente informe contiene los siguientes puntos:

- Categorías y opciones tarifarias – Tarifa Objetivo de Aplicación

- Generalidades sobre el empleo de los perfiles de carga
- Breve descripción del diseño de la campaña de medición
- Descripción de la información recibida e inconvenientes detectados
- Comportamiento típico de las categorías tarifarias analizadas
- Comentarios finales sobre los resultados preliminares

A continuación se detallan los puntos mencionados.

2. CATEGORÍAS Y OPCIONES TARIFARIAS – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN

2.1. DISEÑO TARIFARIO: LA FACTURA AL USUARIO FINAL

De acuerdo a los resultados presentados en los mencionados Informe N°34 y N° 41/43, tanto las tarifas teóricas como las tarifas objetivo están diseñadas a paso mensual, y compuestas por seis cargos (siete en el caso de las categorías que tienen cargo por potencia fuera de punta), de manera que la factura al usuario resultante de su aplicación se podría determinar mediante la aplicación de la siguiente fórmula general expresada en unidades monetarias:

$$factura_{cliente} = CF + CVp * Ep + CVi * Ei + CVb * Eb + CCp * Pp + CCfp * Pfp$$

Donde

- CF* cargo fijo que se paga en cada instancia de facturación (por mes), en \$Mx/usuario;
- CVp* cargo variable en el bloque de punta, en \$Mx/kWh;
- CVi* cargo variable en el bloque intermedio, en \$Mx/kWh;
- CVb* cargo variable en el bloque de base, en \$Mx/kWh;
- Ep* energía mensual consumida en el bloque de punta, en kWh;
- Ei* energía mensual consumida en el bloque intermedio, en kWh;
- Eb* energía mensual consumida en el bloque de base, en kWh;
- CCp* cargo por capacidad, en \$Mx/kW;
- CCfp* cargo por capacidad fuera de punta, en \$Mx/kW;
- Pp* potencia máxima en punta facturable en el período considerado (mes), en kW.
- Pfp* potencia excedente de la máxima en horas fuera de punta en el período considerado (mes), en kW.

Sin embargo, en ciertas categorías tarifarias puede ser necesario modificar algunos de los términos de la expresión precedente según sea la categoría tarifaria y la forma de medición. Este podría ser el caso de los usuarios con medición simple de energía.

Una forma interesante de dar tratamiento a estas particularidades del tipo de medición de cada usuario o grupo de usuarios, es la presentación de opciones tarifarias a los usuarios finales, de manera que para una misma categoría tarifaria, los usuarios puedan elegir la manera más conveniente en que sus variables físicas sean registradas y por lo tanto facturadas.

En estos casos, cada usuario deberá analizar la conveniencia de adquirir un medidor horario, por ejemplo, versus el ahorro que podría lograr por no consumir energía en las horas de punta.

En general, en las regulaciones más maduras -como es el caso de Perú o Chile-, estos temas son de tratamiento y análisis frecuente entre el regulador, las empresas distribuidoras y las asociaciones de usuarios.

2.2. CATEGORÍAS TARIFARIAS DE APLICACIÓN PROPUESTAS

La adhesión de un usuario a cierta categoría tarifaria se define por los siguientes criterios generales:

- Naturaleza del usuario
- Demanda máxima anual (contratada o estimada) y patrón típico de consumo
- Nivel de tensión de la conexión
- Tipo de medición (variables medidas para la facturación)

Para categorizar a un usuario desde el punto de vista tarifario deben considerarse simultáneamente los cuatro criterios, pues aunque éstos no son completamente independientes, tampoco son enteramente ligados entre sí.

No obstante, la definición de cierta categoría tarifaria estará principalmente determinada por el patrón o modalidad de uso, no por el destino final o aplicación particular, aunque la denominación de la categoría pueda hacer referencia a una aplicación que caracteriza la forma de uso. Ese es el caso, por ejemplo, de la categoría Alumbrado Público: en efecto, lo que la caracteriza no es precisamente que se use para iluminación, sino que presenta una modulación de la carga que es típica y exclusiva, gobernada por el horario de luz solar.

En principio, las categorías tarifarias que se proponen, cuya versión preliminar fue oportunamente presentada en el *Informe N° 33 – Propuesta de criterios para el diseño del*

cuadro tarifario, están ordenadas por nivel de tensión del suministro y según el criterio de la naturaleza de los usuarios, y conservan en lo esencial las denominaciones usadas en las tarifas actualmente vigentes en México.

A los efectos de agrupar a los distintos tipos de usuarios en categorías tarifarias, se utilizaron los resultados del análisis de las curvas de carga presentados oportunamente en el *Informe N° 3 – Análisis final de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y LFC*.

Las categorías tarifarias propuestas, así como la relación entre éstas y las categorías tarifarias actualmente vigentes, se muestran en el siguiente tabla:

TABLA 1 RELACIÓN ENTRE TARIFA VIGENTE Y OBJETIVO DE APLICACIÓN

Categorías tarifarias - Tarifas Objetivo de Aplicación	Descripción	Nivel de tensión	Correspondencia con tarifa vigente (1)
General Transmisión (GT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en alta tensión, nivel transmisión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	AT	HT, HT-L, HTF, HT-LF
General Subtransmisión (GST)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	ST	HS, HS-L, HSF, HS-LF,
General Distribución en MT (GDMT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en media tensión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	MT	O-M, H-M, H-MC, OMF, HMF, HMCF, 6 (MT), 7 (MT)
General Distribución / Grandes Demandas en BT (GDBT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión, con demanda mayor a 10 kW, que utilizan la energía eléctrica con fines comerciales, industriales o prestadores de servicios como comercios, oficinas, hoteles, clubes, instituciones públicas, entre otras.	BT	3, 6 (BT), 7 (BT)
General Distribución / Pequeñas Demandas (PDBT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión, con demanda hasta 10 kW, que utilizan la energía eléctrica con fines comerciales, industriales o prestadores de servicios como comercios, oficinas, hoteles, clubes, instituciones públicas, entre otras.	BT	2, 6(BT), 7 (BT)

Categorías tarifarias - Tarifas Objetivo de Aplicación	Descripción	Nivel de tensión	Correspondencia con tarifa vigente (1)
Doméstica Bloque 2 – consumos > 150 kWh/mes (DB2)	Tarifa aplicable a suministros en baja tensión, con demanda mayor a 150 kWh/mes, correspondientes a hogares o viviendas familiares que utilizan la energía eléctrica para iluminación, calefacción, cocción y aparatos domésticos.	BT	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
Doméstica Bloque 1 – consumos ≤ 150 kWh/mes (DB1)	Tarifa aplicable a suministros en baja tensión, con demanda hasta 150 kWh/mes, correspondientes a hogares o viviendas familiares que utilizan la energía eléctrica para iluminación, calefacción, cocción y aparatos domésticos.	BT	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F.
Alumbrado Público en MT (APMT)	Tarifa aplicable a usuarios que utilizan la energía eléctrica para alumbrado público, incluyendo iluminación de calles, plazas, monumentos, marquesinas y carteles luminosos.	MT	5, 5A
Alumbrado Público en BT (APBT)		BT	
Riego Agrícola en MT (RAMT)	Tarifa aplicable a los usuarios que utilizan la energía eléctrica para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.	MT	9M, 9-CU (MT), 9-N (MT)
Riego Agrícola en BT (RABT)		BT	9, 9-CU (BT), 9-N (BT)

Fuente: elaboración de MEC, y con información del pliego actualmente vigente en México.

Nota (1): la correspondencia entre las categorías tarifarias propuestas y las categorías tarifarias actualmente vigentes tiene el objeto de reconstruir el mercado del año base (año 2007) agrupando la información de usuarios y demanda por tipo de tarifa de dicho año base de los Organismos en las categorías tarifarias teóricas propuestas.

2.3. DEFINICIÓN DE LAS OPCIONES PARA CADA CATEGORÍA TARIFARIA

Definida la estructura tarifaria, es posible re-exresar los cargos de manera de obtener distintas configuraciones de cargos para un determinado grupo o categoría de usuarios, determinando así opciones tarifarias.

Por ejemplo, para el caso de los usuarios domésticos, en general la medición es simple de energía, con lo cual la estructura tarifaria teórica se debe readecuar para posibilitar este tipo de medición, mediante la utilización de factores que caracterizan el consumo. El inconveniente es que las estructuras tarifarias más simples (pocos cargos) no permiten transmitir señales adecuadas a los usuarios, de modo que modifiquen su modalidad de consumo, siendo la más común la migración de consumo hacia horas fuera de la punta.

Así, resulta importante definir opciones tarifarias que permitan poner en evidencia estas señales, de manera que el cambio en el patrón de consumo, resulte en un beneficio para el Organismo y para el usuario.

En el caso particular de los consumos para riego agrícola, en reiteradas ocasiones es conveniente determinar una opción de riego durante la noche, con lo cual los costos resultan menores. Por este motivo, también se contempla una opción de riego nocturno a elección del usuario, en consistencia con lo actualmente vigente.

En general las opciones tarifarias se definen para el segmento de distribución, es decir aquellas categorías tarifarias correspondientes a usuarios conectados en MT y BT, siendo que para usuarios conectados al sistema de subtransmisión o transmisión, sólo se define la opción horaria. Sin embargo, es posible definir opciones tarifarias que consideren la forma en que se factura la potencia, dando lugar a las opciones de potencia contratada o potencia máxima leída.

Sobre la forma de asignar los costos de capacidad en los cargos de potencia o de energía, cabe señalar que las categorías tarifarias adoptadas no contemplan en forma explícita la segmentación en corta o larga duración de las tarifas vigentes actualmente. La razón de ello es que esa clasificación resulta innecesaria, debido a que las opciones tarifarias y las modalidades de facturación de la potencia propuestas toman debida cuenta de las distintas modalidades de utilización de la demanda, según la información disponible de las curvas de carga típicas que corresponden. Resulta así un elenco de categorías tarifarias más simple y con mayor transparencia y previsibilidad, tanto para el cliente usuario como para la entidad prestadora del servicio.

Las opciones propuestas en el siguiente cuadro, se determinan a partir de la estructura de las tarifas objetivo, presentadas en el mencionado Informe N° 41/43 (Cargo fijo, Cargo por energía en punta, intermedio y base y Cargo por capacidad) reordenándose en cada caso según las necesidades de cada opción:

TABLA 2 CARGOS DEFINIDOS PARA LA TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN

Categoría/Opción tarifaria	CF	CV	CV _p	CV _i	CV _b	CC	CC _{fp}
Doméstica BT Bloque 1 (DB1)	X	X					
Doméstica BT Bloque 2 – Opción 1 (DB2O1)	X	X					
Doméstica BT Bloque 2 – Opción 2 (DB2O2)	X		X	X ⁽¹⁾		X	
Pequeña Demanda BT (PDBT)	X	X					
Gran Demanda BT - Opción 1 (GDBTO1)	X	X				X	
Gran Demanda BT - Opción 2 (GDBTO2)	X		X	X	X	X	
Alumbrado Público BT (APBT)		X					
Riego Agrícola BT - Opción 1 (RABTO1)		X					
Riego Agrícola BT - Opción 2 (RABTO2)	X		X ⁽²⁾		X		
Gran Demanda MT - Opción 1 (GDMTO1)	X	X				X	
Gran Demanda MT - Opción 2 (GDMTO2)	X		X	X	X	X	
Alumbrado Público MT (APMT)		X					
Riego Agrícola MT - Opción 1 (RAMTO1)		X					
Riego Agrícola MT - Opción 2 (RAMTO2)	X		X ⁽²⁾		X		
General en ST – Opción 1 (GSTO1)	X		X	X	X	X ⁽³⁾	X
General en ST – Opción 2 (GSTO2)	X		X	X	X	X ⁽⁴⁾	X
General en T – Opción 1 (GTO1)	X		X	X	X	X ⁽³⁾	X
General en T – Opción 2 (GTO2)	X		X	X	X	X ⁽⁴⁾	X

Fuente: Desarrollado por MEC

Nota (1): los cargos variables de energía en los bloques intermedio y base se conjugan en un cargo variable fuera de punta.

Nota (2): los cargos variables de energía en los bloques de punta e intermedio se conjugan en un cargo variable punta-intermedio.

Nota (3): la opción 1 corresponde a la opción de cargo de capacidad medida.

Nota (4): la opción 2 corresponde a la opción de cargo de capacidad contratada.

3. TRATAMIENTO DE LA ESTACIONALIDAD

3.1. GENERALIDADES

Es pertinente fijar un marco general señalando que las tarifas de un servicio público deben satisfacer varios requisitos; entre los principales:

- asegurar los ingresos para cubrir los costos operativos actuales y permitir el financiamiento de las inversiones futuras, es decir, asegurar la continuidad de la actividad de la entidad prestadora del servicio.
- orientar a los usuarios de modo que puedan decidir su demanda con una racionalidad económica que resulte conveniente al interés general de la sociedad.

Si bien la primera función puede ser asegurada por diferentes esquemas o modalidades de tarifas sin mayores problemas, no sucede lo mismo con la segunda: el objetivo de una adecuada estructura tarifaria es orientar la demanda de electricidad de la manera más eficiente posible.

Para atender el objetivo del interés económico general, las tarifas se basan en los costos marginales de desarrollo, pero también –y no menos importante– deben formularse y

aplicarse de manera fácilmente inteligible para la clientela, en un lenguaje simple y operativo.

Por ejemplo, a nivel de los usuarios finales no se trata de ofrecer señales de precios “instantáneas” con la pretensión de lograr a toda costa el aplanamiento de los picos de demanda en la curva de carga, pero sí de revelar a la clientela sobre las tendencias generales de evolución del verdadero costo del pico de carga para dar lugar a que vaya adaptando su comportamiento según sus reales posibilidades.

Para que esta orientación sea posible, los costos marginales deben reflejar el objetivo de un planeamiento a mediano/largo plazo según una trayectoria económica óptima de gestión del servicio público y el operador del servicio debe adherir y atenerse a ese planeamiento. Esto significa que existir una estrecha correspondencia entre la previsión de la demanda de electricidad, las hipótesis tarifarias y los programas óptimos de inversiones en generación, transmisión y distribución y que, por último, el operador tenga la decisión y cuente con los medios para ejecutar dichos programas.

3.2. APLICACIÓN A LAS TARIFAS TEÓRICAS

Los costos marginales para construir las estructuras tarifarias sólo tienen sentido en la medida que se corresponden con el programa óptimo de desarrollo. Utilizados así, la estructura tarifaria es una consecuencia casi matemática del programa de inversiones óptimo, aunque sólo sea dentro del marco de hipótesis que simplifican la realidad, porque no pueden tomarse en cuenta muchos factores no controlables desde la gestión del servicio, ni la incertidumbre del futuro. De la misma manera, el programa de inversiones está matemáticamente asociado a las previsiones de demanda a satisfacer, el sistema de costos marginales de desarrollo sólo tiene significado en la medida que el programa de equipamiento óptimo sea razonablemente bien ejecutado.

Con frecuencia se plantea una cuestión de si es pertinente adherir a una estructura tarifaria calculada según un escenario “óptimo” cuando en el presente el sistema seguramente no es el óptimo. Siempre sucede que las demandas no son exactamente como lo previsto, que los programas de inversión realizados resultan parcialmente inapropiados o a destiempo; así el sistema eléctrico nunca llegará al óptimo. ¿Es correcto entonces que la señal de precio de las tarifas corresponda al hipotético óptimo?

Para responder a esta pregunta hace falta más sentido común que teoría. La respuesta es definitivamente sí: se trata de señalar la dirección hacia el objetivo deseable, aunque éste resulte ser un “blanco móvil”. Ante todo, los clientes necesitan señales tarifarias estables. Para la gran mayoría de ellos se trata de elegir pertinentemente sus inversiones en equipos

e instalaciones y no tanto en decidir día tras día, hora tras hora, su nivel de consumo eléctrico en función de los costos contingentes. ¿Deben optar por un horno eléctrico, por un acumulador de agua caliente que funcionará durante las horas de valle o por una bomba de calor? En lo esencial, son estas decisiones de inversión que llevan a establecer la demanda de electricidad en el largo plazo.

Por consiguiente, la tarifa debe servir para orientar hacia un objetivo distante en un período correspondiente a la duración de vida de los equipos de utilización, en el orden de 5 a 10 años. Es seguro que dentro de un plazo como éste el parque de generación y demás instalaciones pueden acompañar la evolución de las demandas manteniendo siempre la “mirada” en el renovado objetivo del planeamiento óptimo a mediano-largo plazo.

Los plazos de la reacción de la clientela a una estructura tarifaria son, al igual que sucede con las instalaciones del servicio, el resultado de una paulatina adecuación de largo alcance. Esta es una razón de peso para mantener tarifas simples de aplicar y fáciles de comprender, que resulten suficientemente “robustas” como para mantener su representatividad aun frente a cambios poco previsibles en las condiciones de aplicación, pero que no obstante estén firmemente sustentadas en los principios económicos basados en consideraciones teóricas razonables y claramente explícitas.

3.3. REFLEJO EN LOS CARGOS TARIFARIOS

Los costos marginales asociados con el desarrollo de redes de transmisión, subtransmisión y distribución, y los correspondientes a generación son costos de capacidad que se determinan por lapso anual. Tanto los incrementos de la demanda como los asociados incrementos de costos de capital y de operación, se determinan en paso anual, obteniéndose el costo marginal expresado en unidades monetarias por unidad de la potencia máxima anual demandada y por año, por ejemplo en USD/kW-año.

En el momento de aplicar las tarifas este costo de capacidad se puede recuperar de diversas formas, según sea la conformación de la fórmula tarifaria y la modalidad de medición del servicio.

En las tarifas más simples, con medición de energía solamente, se convierte el costo anual de capacidad en parte del cargo por energía, es decir, se convierte su unidad de expresión de USD/kW-año a USD/ kWh, considerando un factor de carga anual típico, propio de la categoría tarifaria.

Cuando se mide la potencia de máxima demanda varias veces en el año, en cada período de facturación (generalmente mensual), se recurre a distintas modalidades para

compatibilizar los registros periódicos (mensuales) de potencia con el hecho de que el costo de capacidad ha sido determinado con la máxima demanda del año.

Una forma es tomar en cuenta todos los registros de potencia de los 12 meses previos al de facturación y considerar el mayor de los 12 registros como cuantía de potencia a facturar en el mes, aplicando como cargo unitario un doceavo del costo anual, expresándose entonces en USD/kW-mes. A veces, en lugar del máximo valor de la potencia medida en doce meses se considera un promedio de los dos o tres mayores.

Una variante de esta modalidad de cobro del cargo por potencia consiste en fijar contractualmente de antemano una cantidad de potencia a facturar cada mes, para la que se estipula un cargo expresado en USD/kW-mes. Mediante la medición mensual de potencia se constata que el límite contractual no se haya superado; en caso contrario, se establece el pago por el excedente de potencia con un cargo unitario considerablemente superior al que rige para la potencia contratada.

Si se conoce que debido a la modalidad de uso típica de la categoría tarifaria la demanda mensual de potencia no presenta variaciones considerables, se puede adoptar un procedimiento sencillo consistente en medir la potencia mensualmente y facturar aplicando simplemente el cargo de USD/kW-mes que resulta de dividir por 12 el cargo anual.

En todas estas variantes, el cargo de USD/kW-mes efectivamente aplicado debe ajustarse de modo que se recuperen correctamente los costos anuales de capacidad establecidos, ni más ni menos, dentro de los márgenes de error aceptables para el cálculo de los cuadros tarifarios.

Usualmente, todos estos modos de tarifar la potencia tienen en común que el cargo unitario por mes no varía a lo largo del año (excepto por los ajustes de precios de factores debidos a inflación o causas similares), por lo que puede interpretarse como la remuneración por el costo unitario anual hecha efectiva en 12 “cuotas” mensuales.

Corresponde señalar que esto es consistente con una argumentación que considera la realidad “física” que hace muy poco flexibles los costos a los desplazamientos temporales de la demanda en plazos cortos, resultando impensable “mover” las instalaciones convenientemente hacia los lugares donde la demanda es solicitada. Es decir, si se diseñan instalaciones para la máxima admisible, y ésta sólo se da en un periodo corto del año, resulta imposible cambiar la sección del conductor de manera que se adapte a la demanda de cada momento. En efecto, aún cuando la demanda máxima variara de un mes a otro durante el año, no sería posible acompañar rápidamente esta variación con adecuaciones de las instalaciones o modificaciones en los gastos de operación. Generalmente, entre las

decisiones y la concreción efectiva de cambios significativos en las cuestiones que afectan la capacidad y su costo, han de transcurrir muchos meses, incluso más de un año.

Por eso, cuando se diseña la estructura de un sistema de tarifas sobre la base de los costos marginales – las que se designan como tarifas técnicas o teóricas – los cargos por potencia son expresados en USD/kW-mes entendiendo que se trata simplemente de un doceavo del cargo anual que recupera el costo marginal.

No obstante, en la forma que adquieren los cuadros tarifarios de aplicación, coordinados con el régimen de aplicación que los acompañan (donde, entre otros aspectos, se fija la modalidad de medición de la potencia a facturar), puede ser conveniente introducir modificaciones a la estructura de las tarifas teóricas con el propósito de incentivar a los usuarios para que tiendan a adoptar ciertos comportamientos económicos deseables.

Es posible, por ejemplo, que en el caso de que la demanda máxima mensual de un sistema presente una variación muy importante en distintas estaciones del año, se desee emplear la fórmula tarifaria para comunicar una señal de precio que penalice el uso de la capacidad en los meses de mayor demanda, de modo que tienda a modificar el comportamiento de los usuarios hacia el mediano y largo plazo.

Una diferenciación estacional del cargo mensual de potencia puede ser entonces recomendable. Tales casos son infrecuentes y son tratados en general “a sentimiento”, basándose en la experiencia particular y el conocimiento que el operador tiene del mercado atendido, pues no están suficientemente difundidas y probadas las argumentaciones de teoría económica que podrían darle un buen sustento.

Se pueden utilizar ciertos procedimientos como auxiliares de cálculo para dar visos de racionalidad a una diferenciación temporal, estacional, del cargo mensual por potencia, aunque esos procedimientos carezcan de sustento teórico expreso o éste sea dudoso. En esta categoría podría colocarse una adaptación del conocido método de asignación por “promedio y exceso” (*average and excess*), aunque no tiene relación alguna con la fundamentación de costos marginales.

3.4. APLICACIÓN DEL AJUSTE ESTACIONAL

Para la determinación de los cuadros de aplicación, y con el objeto de dar señales adecuadas en los cargos de aplicación respecto de la estacionalidad de los consumos, se consideraron dos conceptos para diferenciar entre las estaciones de invierno y verano:

- El costo marginal promedio de la energía para Verano e Invierno.
- El cargo por capacidad anual.

En el primer caso, se realizó un análisis de los costos marginales de corto plazo en el largo plazo, y se determinó el precio medio para cada estación considerando las variaciones evidenciadas en los meses de cada una de las estaciones.

Como resultado del análisis, se determinó un factor de estacionalidad aplicable a los cargos variables de energía, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 3 FACTOR DE ESTACIONALIDAD DEL COSTO MARGINAL DE LA ENERGÍA

Costo variable de energía	Invierno	Verano
Factor de estacionalidad	0.95	1.04

Fuente: elaboración de MEC sobre la base de información de CFE.

En el Anexo III se explica el procedimiento de cálculo de este factor de estacionalidad.

Del análisis surge que existe una diferencia de aproximadamente 10% entre los precios promedio de la energía en verano e invierno.

En el caso del cargo por capacidad, el criterio de asignación de estacionalidad adoptado consiste en:

- En la estación de verano asignar el 100% del costo de capacidad anual.
- En la estación de invierno asignar el 75% del costo de capacidad anual determinado a partir de la curva que relaciona el factor de carga y el costo de desarrollo asociado que permite obtener la proporción de cargo fijo y variable.
- El 25% restante del cargo de capacidad de la estación de invierno se energiza y asigna de la siguiente manera:
 - al bloque de punta, de verano como porcentaje de la demanda promedio de dicho bloque respecto de los bloques intermedio en verano y punta en invierno;
 - al bloque intermedio de verano como porcentaje de la demanda promedio de dicho bloque respecto de los bloques punta en verano y punta en invierno;
 - al bloque de punta de invierno como porcentaje de la demanda promedio de dicho bloque respecto de los bloques punta e intermedio en verano.

La explicación conceptual en la determinación de los porcentajes de asignación que justifican este criterio de asignación se presenta en el Anexo II del presente informe.

4. TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN

Un Sistema de Tarifas para los servicios eléctricos se conforma mediante un conjunto de documentos que informan los precios aplicables en diferentes condiciones de suministro (los Cuadros Tarifarios) y las reglas de aplicación que especifican tales condiciones (el Régimen Tarifario).

Así, cada Cuadro Tarifario se debe entender asociado a unas reglas específicas del Régimen Tarifario que definen aspectos fundamentales para su aplicación, tales como: modo de calificación de los clientes en las categorías tarifarias, la forma de medición de las prestaciones, la periodicidad de facturación.

También el Régimen Tarifario se refiere a las condiciones de la contratación de los servicios en las distintas categorías generales y la forma de contratos más particularizados que se pueden considerar como Tarifas Especiales.

En lo que sigue se presentan primero los Cuadros Tarifarios por región para las categorías de aplicación general, calculados a partir de las tarifas objetivo determinados para cada etapa o proceso y la información disponible sobre la caracterización de las demandas de las categorías generales.

Estas tarifas se han ajustado, para dar cumplimiento a dos puntos requeridos en el estudio; el primero asociado al tratamiento estacional de las tarifas, de acuerdo a lo expuesto en los puntos anteriores, y el segundo asociado a reordenar los cargos calculados para las tarifas objetivo, de manera que resulten cargos de aplicación teniendo en cuenta una serie de opciones tarifarias para cada categoría, dando lugar a las tarifas objetivo de aplicación.

4.1. FÓRMULAS PARA DETERMINAR LOS CUADROS DE APLICACIÓN

En el cuadro siguiente se presentan las Opciones Tarifarias propuestas para los distintos grupos de usuarios, basadas en las categorías tarifarias previamente definidas en los Informe N°34 y 41/43, y las correspondientes fórmulas de los Cuadros Tarifarios Objetivo de Aplicación:

TABLA 4 OPCIONES TARIFARIAS Y FÓRMULAS DE LAS TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN

Tarifas en BT			
Categoría/Cargos	Unidad	Invierno	Verano
Doméstica Bloque 1 (DB1)	Consumo mensual hasta 150kWh		
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable	USD/kWh	$[(CVp*FEI + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI)]*Yp + CVi*FEI*Yi + CVb*FEI*Yb] + FCI*CC/(730*FC*FSI)$	$[(CVp*FEV + (1-FCI)* CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPV)]*Yp + (CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi + CVb*FEV * Yb]*FEV + CC/(730*FC*FSI)$
Doméstica Bloque 2 - Opción 1 (DB2O1)	Consumo mensual mayor a 150kWh		
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable	USD/kWh	$[(CVp*FEI + (1-FCI)* CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI)]*Yp + CVi*FEI * Yi + CVb*FEI * Yb] + FCI*CC/(730*FC*FSI)$	$[(CVp*FEV + (1-FCI)* CC / (730*FC*FSI*Yp)) * \%CCPV]*Yp + (CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi + CVb*FEV * Yb]*FEV + CC/(730*FC*FSI)$
Doméstica Bloque 2 - Opción 2 (DB2O2)	Consumo mensual mayor a 150kWh		
Cargo Fijo	USD/Usu	$CF*5$	$CF*5$
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$[(CVp*FEI + (1-FCI)* CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI)]*Yp$	$[(CVp*FEV + (1-FCI)* CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPV)]*Yp$
Cargo Variable (F Punta)	USD/kWh	$Yb/(Yb+Yi)*CVb*FEI + Yi/(Yb+Yi)*CVi*FEI$	$[(CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi/(Yb+Yi) + CVb*FEV * Yb/(Yb+Yi)]$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI*CC$	CC

Pequeña Demanda (PDBT)	Consumo con potencia hasta 10kW		
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable	USD/kWh	$[(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) * Y_p + CV_i * FEI * Y_i + CV_b * FEI * Y_b] + FCI * CC / (730 * FC * FSI)$	$[(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV) * Y_i + CV_b * FEV * Y_b] + CC / (730 * FC * FSI)$
Gran Demanda - Opción 1 (GDBTO1)	Consumo con potencia mayor a 10kW		
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable	USD/kWh	$[(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) * Y_p + CV_i * FEI * Y_i + CV_b * FEI * Y_b]$	$[(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV) * Y_i + CV_b * FEV * Y_b]$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC
Gran Demanda - Opción 2 (GDBTO2)	Consumo con potencia mayor a 10kW		
Cargo Fijo	USD/Usu	$CF * 3$	$CF * 3$
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI)$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV)$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV)$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC

Alumbrado Público (APBT)			
Cargo Variable	USD/kWh	$CF/CMM + [(CVp*FEI + (1-FCI)*CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI)*Yp + CVi*FEI * Yi + CVb*FEI *Yb] + FCI*CC/(730*FC*FSI)$	$CF/CMM + [(CVp*FEV + (1-FCI)* CC / (730*FC*FSI*Yp) * \%CCPV)*Yp + (CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi + CVb*FEV *Yb]*FEV + CC/(730*FC*FSI)$
Riego Agrícola - Opción 1 (RABTO1)			
Cargo Variable	USD/kWh	$CF/CMM + [(CVp*FEI + (1-FCI)*CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI)*Yp + CVi*FEI * Yi + CVb*FEI *Yb] + FCI*CC/(730*FC*FSI)$	$CF/CMM + [(CVp*FEV + (1-FCI)* CC / (730*FC*FSI*Yp) * \%CCPV)*Yp + (CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi + CVb*FEV *Yb]*FEV + CC/(730*FC*FSI)$
Riego Agrícola - Opción 2 (RABTO2)			
Cargo Fijo	USD/Usu	$CF*10$	$CF*10$
Cargo Variable (Punta-Intermedio)	USD/kWh	$(CVp*FEI + (1-FCI)*CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPI) + CVi * Yi * FEI$	$(CVp*FEV + (1-FCI)*CC/(730*FC*FSI*Yp)*\%CCPV)*Yp + (CVi*FEV + (1-FCI) * CC/(730*FC*FSI*Yi)*\%CCIV) * Yi$
Cargo Variable (Nocturno)	USD/kWh	$CVb * Yb * FEI$	$CVb * Yb * FEV$

Tarifas en MT			
Categoría/Cargos	Unidad	Invierno	Verano
Gran Demanda - Opción 1 (GDMTO1)			
Cargo Fijo	USD/Usu	$CF/2$	$CF/2$
Cargo Variable	USD/kWh	$[(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) * Y_p + CV_i * FEI * Y_i + CV_b * FEI * Y_b]$	$[(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI) * \%CCIV) * Y_i + CV_b * FEV * Y_b]$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC
Gran Demanda - Opción 2 (GDMTO2)			
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI)$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV)$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV)$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC
Alumbrado Público (APMT)			
Cargo Variable	USD/kWh	$CF/CMM + [(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) * Y_p + CV_i * FEI * Y_i + CV_b * FEI * Y_b] + FCI * CC / (730 * FC * FSI)$	$CF/CMM + [(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV) * Y_i + CV_b * FEV * Y_b] * FEV + CC / (730 * FC * FSI)$
Riego Agrícola - Opción 1			

(RAMTO1)			
Cargo Variable	USD/kWh	$CF/CMM + [(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) * Y_p + CV_i * FEI * Y_i + CV_b * FEI * Y_b] + FCI * CC / (730 * FC * FSI)$	$CF/CMM + [(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV) * Y_i + CV_b * FEV * Y_b] * FEV + CC / (730 * FC * FSI)$
Riego Agrícola - Opción 2 (RAMTO2)			
Cargo Fijo	USD/Usu	$CF * 10$	$CF * 10$
Cargo Variable (Punta-Intermedio)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI) + CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV) * Y_p + (CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV) * Y_i$
Cargo Variable (Nocturno)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * Y_b * FEV$

Tarifas en Subtransmisión			
Categoría/Cargos	Unidad	Invierno	Verano
General - Opción 1 (GSTO1)			
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p)) * \% CCPI$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p)) * \% CCPV$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i)) * \% CCIV$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC / FC$	CC / FC
Cargo por exceso de Capacidad FP	USD/kW	CC_{fp}	CC_{fp}
General - Opción 2 (GSTO2)			
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p)) * \% CCPI$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p)) * \% CCPV$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i)) * \% CCIV$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC
Cargo por exceso de Capacidad FP	USD/kW	CC_{fp}	CC_{fp}

Tarifas en Transmisión			
Categoría/Cargos	Unidad	Invierno	Verano
General - Opción 1 (GTO1)			
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI)$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV)$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV)$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC / FC$	CC / FC
Cargo por exceso de Capacidad FP	USD/kW	CC_{fp}	CC_{fp}
General - Opción 2 (GTO2)			
Cargo Fijo	USD/Usu	CF	CF
Cargo Variable (Punta)	USD/kWh	$(CV_p * FEI + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPI)$	$(CV_p * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_p) * \%CCPV)$
Cargo Variable (Intermedio)	USD/kWh	$CV_i * Y_i * FEI$	$(CV_i * FEV + (1 - FCI) * CC / (730 * FC * FSI * Y_i) * \%CCIV)$
Cargo Variable (Base)	USD/kWh	$CV_b * Y_b * FEI$	$CV_b * FEV$
Cargo Capacidad	USD/kW	$FCI * CC$	CC
Cargo por exceso de Capacidad FP	USD/kW	CC_{fp}	CC_{fp}

Las variables utilizadas en las fórmulas anteriores se pueden agrupar en dos: las que corresponden a cargos asociados a las tarifas objetivo ajustadas para recuperar los costos contables, y otras variables o parámetros utilizados en el cálculo que permanecen invariantes ya sea que se trate de tarifas teóricas, objetivo u objetivo de aplicación.

Las variables asociados a los cargos de las tarifas objetivo son:

CF: Cargo fijo definido en las tarifas teóricas correspondiente a la categoría tarifaria

CV_p: Cargo variable en bloque punta

CV_i: Cargo variable en bloque intermedio

CV_b: Cargo variable en bloque base

CC: Cargo por Capacidad

CC_{fp}: Cargo por Capacidad en exceso fuera de punta

Otras variables o parámetros utilizados para el cálculo de los cargos de las tarifas objetivo de aplicación son:

Y_p: Porcentaje de participación de la energía en el bloque de punta

Y_i: Porcentaje de participación de la energía en el bloque intermedio

Y_b: Porcentaje de participación de la energía en el bloque base

FC: Factor de carga

FSI: Factor de simultaneidad interna

FEI: Factor de estacionalidad del precio de la energía en invierno

FEV: Factor de estacionalidad del precio de la energía en verano

%FCI: Factor de capacidad en invierno

%CCPI: Porcentaje de asignación del cargo de capacidad al bloque de punta de invierno

%CCPV: Porcentaje de asignación del cargo de capacidad al bloque de punta de verano

%CCIV: Porcentaje de asignación del cargo de capacidad al bloque intermedio de verano

Las variables mencionadas anteriormente corresponden a cada una de las categorías tarifarias analizadas.

4.2. CUADROS TARIFARIOS PARA CATEGORÍAS GENERALES

En las siguientes tablas se presentan los cargos tarifarios de las tarifas objetivo de aplicación, resultantes para cada región tarifaria considerando criterios de estacionalidad y de aplicabilidad de las tarifas. Los cargos en todos los casos son de aplicación mensual y su cálculo está sustentado en los archivos de trabajo y modelos que se adjuntan al presente estudio tarifario.

ENCUENTRO

TABLA 5 CUADROS TARIFARIOS – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	SUR		NORTE		PENINSULAR		NORESTE		NOROESTE		BAJA CALIFORNIA		BAJA CALIFORNIA SUR		BAJA CALIFORNIA s/INT.	
		INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO
DB1 (hasta 150kWh mensuales)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	3.99	3.99	4.78	4.78	5.08	5.08	4.08	4.08	5.23	5.23	5.13	5.13	4.51	4.51	5.13	5.13
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1542	0.1957	0.1405	0.1771	0.1335	0.1665	0.1262	0.1569	0.1497	0.1899	0.1071	0.1711	0.1547	0.2251	0.1071	0.1711
DB2 (mayor a 150kWh mensuales) (Opción 1)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	7.18	7.18	4.96	4.96	6.16	6.16	5.44	5.44	8.08	8.08	5.42	5.42	5.86	5.86	5.42	5.42
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1285	0.1658	0.1309	0.1698	0.1158	0.1481	0.1050	0.1338	0.1187	0.1526	0.0644	0.1369	0.1485	0.2158	0.0644	0.1369
DB2 (mayor a 150kWh mensuales) (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	35.89	35.89	24.81	24.81	30.78	30.78	27.19	27.19	40.42	40.42	27.12	27.12	29.32	29.32	27.12	27.12
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0934	0.0995	0.0996	0.1162	0.0888	0.0973	0.0830	0.0934	0.0869	0.0967	0.0761	0.1154	0.1878	0.2203	0.0761	0.1154
Cargo por Energía (F Punta)	USD/kWh	0.0645	0.0801	0.0718	0.0876	0.0670	0.0809	0.0649	0.0776	0.0636	0.0785	0.0377	0.0713	0.0888	0.0845	0.0377	0.0713
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	25.86	34.48	24.05	32.06	20.94	27.92	18.32	24.42	22.92	30.57	12.05	16.06	17.02	17.15	12.05	16.06
PDBT (potencia hasta 10kW)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	7.18	7.18	4.96	4.96	6.16	6.16	5.44	5.44	8.08	8.08	5.42	5.42	5.86	5.86	5.42	5.42
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1278	0.1571	0.1339	0.1684	0.1313	0.1629	0.1210	0.1501	0.1179	0.1450	0.1009	0.1609	0.0970	0.2473	0.1009	0.1609
GDBT (potencia mayor a 10kW) (Opción 1)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	38.71	38.71	45.99	45.99	48.94	48.94	38.86	38.86	49.20	49.20	48.44	48.44	45.11	45.11	48.44	48.44
Cargo por Energía	USD/kWh	0.0762	0.0883	0.0750	0.0886	0.0752	0.0874	0.0733	0.0861	0.0734	0.0855	0.0528	0.0954	0.1075	0.1713	0.0528	0.0954
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	22.23	29.64	24.46	32.61	20.77	27.70	18.03	24.04	22.34	29.78	19.37	25.82	16.40	18.82	19.37	25.82
GDBT (potencia mayor a 10kW) (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	116.13	116.13	137.96	137.96	146.81	146.81	116.57	116.57	147.61	147.61	145.33	145.33	135.32	135.32	145.33	145.33
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.1043	0.1108	0.0942	0.1090	0.0995	0.1091	0.0866	0.0975	0.0927	0.1031	0.0686	0.1121	0.1789	0.2722	0.0686	0.1121
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0652	0.0713	0.0664	0.0726	0.0654	0.0716	0.0643	0.0703	0.0649	0.0710	0.0462	0.0814	0.0735	0.0767	0.0462	0.0814
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0708	0.0860	0.0722	0.0894	0.0711	0.0860	0.0699	0.0864	0.0706	0.0866	0.0502	0.0966	0.0979	0.1096	0.0502	0.0966
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	22.23	29.64	24.46	32.61	20.77	27.70	18.03	24.04	22.34	29.78	19.37	25.82	16.40	18.82	19.37	25.82
APBT																	
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1843	0.2262	0.1523	0.1850	0.1409	0.1697	0.1311	0.1573	0.1728	0.2119	0.1174	0.1783	0.1460	0.1874	0.1174	0.1783
RABT (Opción 1)																	
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1265	0.1534	0.1161	0.1402	0.1303	0.1544	0.1134	0.1359	0.1153	0.1388	0.0914	0.1454	0.1471	0.2250	0.0914	0.1454
RABT (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	40.18	40.18	46.08	46.08	49.81	49.81	39.81	39.81	50.87	50.87	48.70	48.70	45.11	45.11	48.70	48.70
Cargo por Energía (Punta-Intermedio)	USD/kWh	0.1506	0.1798	0.1383	0.1661	0.1385	0.1661	0.1297	0.1514	0.1372	0.1627	0.1094	0.1639	0.1767	0.2719	0.1094	0.1639
Cargo por Energía (Valle Nocturno)	USD/kWh	0.0677	0.0740	0.0665	0.0728	0.0666	0.0729	0.0659	0.0720	0.0671	0.0734	0.0464	0.0819	0.0750	0.0781	0.0464	0.0819

Fuente: desarrollo de MEC

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	SUR		NORTE		PENINSULAR		NORESTE		NOROESTE		BAJA CALIFORNIA		BAJA CALIFORNIA SUR		BAJA CALIFORNIA s/INT.	
		INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO
GDMT (Opción 1)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	38.78	38.78	13.82	13.82	48.98	48.98	38.96	38.96	49.22	49.22	14.56	14.56	13.53	13.53	14.56	14.56
Cargo por Energía	USD/kWh	0.0716	0.0817	0.0715	0.0831	0.0716	0.0822	0.0700	0.0807	0.0706	0.0812	0.0516	0.0931	0.1083	0.1863	0.0516	0.0931
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	16.24	21.65	15.79	21.05	14.60	19.46	14.06	18.74	13.92	18.56	14.36	19.15	12.45	14.27	14.36	19.15
GDMT (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.68	232.68	276.49	276.49	293.89	293.89	233.74	233.74	295.29	295.29	291.20	291.20	270.63	270.63	291.20	291.20
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0922	0.0986	0.0872	0.1001	0.0902	0.0989	0.0836	0.0941	0.0861	0.0956	0.0644	0.1063	0.1702	0.2615	0.0644	0.1063
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0630	0.0689	0.0638	0.0698	0.0631	0.0690	0.0625	0.0684	0.0628	0.0687	0.0451	0.0794	0.0712	0.0741	0.0451	0.0794
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0684	0.0812	0.0694	0.0825	0.0685	0.0813	0.0680	0.0804	0.0682	0.0806	0.0490	0.0929	0.0948	0.1072	0.0490	0.0929
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	16.24	21.65	15.79	21.05	14.60	19.46	14.06	18.74	13.92	18.56	14.36	19.15	12.45	14.27	14.36	19.15
APMT																	
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1534	0.1861	0.1199	0.1425	0.1147	0.1358	0.1107	0.1306	0.1459	0.1768	0.0933	0.1455	0.1175	0.1583	0.0933	0.1455
RAMT (Opción 1)																	
Cargo por Energía	USD/kWh	0.1175	0.1377	0.1050	0.1224	0.1645	0.1826	0.1168	0.1342	0.1064	0.1240	0.0875	0.1296	0.1329	0.2097	0.0875	0.1296
RAMT (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	40.29	40.29	46.83	46.83	49.90	49.90	39.97	39.97	51.16	51.16	51.12	51.12	45.11	45.11	51.12	51.12
Cargo por Energía (Punta-Intermedio)	USD/kWh	0.1468	0.1641	0.1344	0.1521	0.1350	0.1510	0.1316	0.1479	0.1367	0.1538	0.1266	0.1621	0.1676	0.2580	0.1266	0.1621
Cargo por Energía (Valle Nocturno)	USD/kWh	0.0654	0.0715	0.0649	0.0709	0.0642	0.0703	0.0642	0.0702	0.0653	0.0714	0.0475	0.0837	0.0752	0.0755	0.0475	0.0837
ST																	
GST Potencia medida (Opción 1)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.54	232.54	275.17	275.17	293.80	293.80	232.62	232.62	293.71	293.71	291.80	291.80	270.6324	270.6324	291.80	291.80
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0792	0.0855	0.0773	0.0871	0.0791	0.0867	0.0769	0.0858	0.0779	0.0860	0.0575	0.0973	0.1588	0.2568	0.0575	0.0973
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0620	0.0678	0.0620	0.0678	0.0612	0.0669	0.0613	0.0670	0.0445	0.0785	0.0725	0.0735	0.0445	0.0785
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0775	0.0674	0.0783	0.0674	0.0778	0.0665	0.0769	0.0666	0.0776	0.0484	0.0896	0.0916	0.0980	0.0484	0.0896
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	12.47	16.62	13.34	17.79	13.14	17.52	11.86	15.81	13.84	18.45	11.60	15.46	7.76	9.12	11.60	15.46
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.69	4.69	4.07	4.07	4.54	4.54	3.75	3.75	5.18	5.18	3.58	3.58	2.33	2.33	3.58	3.58
GST Potencia contratada (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.54	232.54	275.17	275.17	293.80	293.80	232.62	232.62	293.71	293.71	291.80	291.80	270.63	270.63	291.80	291.80
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0792	0.0855	0.0773	0.0871	0.0791	0.0867	0.0769	0.0858	0.0779	0.0860	0.0575	0.0973	0.1588	0.2568	0.0575	0.0973
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0620	0.0678	0.0620	0.0678	0.0612	0.0669	0.0613	0.0670	0.0445	0.0785	0.0725	0.0735	0.0445	0.0785
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0775	0.0674	0.0783	0.0674	0.0778	0.0665	0.0769	0.0666	0.0776	0.0484	0.0896	0.0916	0.0980	0.0484	0.0896
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	12.15	16.62	12.71	17.79	12.80	17.52	11.13	15.81	13.18	18.45	10.54	15.46	7.11	9.12	10.54	15.46
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.69	4.69	4.07	4.07	4.54	4.54	3.75	3.75	5.18	5.18	3.58	3.58	2.33	2.33	3.58	3.58
AT																	
GT Potencia medida (Opción 1)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	234.37	234.37	280.85	280.85	300.66	300.66	235.59	235.59	298.43	298.43	302.79	302.79	-	-	302.79	302.79
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0762	0.0826	0.0756	0.0846	0.0773	0.0846	0.0752	0.0835	0.0754	0.0831	0.0582	0.0989	-	-	0.0582	0.0989
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0623	0.0682	0.0628	0.0687	0.0618	0.0676	0.0619	0.0677	0.0460	0.0811	-	-	0.0460	0.0811
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0763	0.0678	0.0772	0.0683	0.0776	0.0672	0.0766	0.0673	0.0765	0.0500	0.0916	-	-	0.0500	0.0916
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	8.30	11.07	8.00	10.67	8.95	11.93	7.90	10.54	7.61	10.15	10.01	13.35	-	-	10.01	13.35
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.19	4.19	3.92	3.92	4.20	4.20	3.89	3.89	3.90	3.90	4.11	4.11	-	-	4.11	4.11
GT Potencia contratada (Opción 2)																	
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	234.37	234.37	280.85	280.85	300.66	300.66	235.59	235.59	298.43	298.43	302.79	302.79	-	-	302.79	302.79
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0762	0.0826	0.0756	0.0846	0.0773	0.0846	0.0752	0.0835	0.0754	0.0831	0.0582	0.0989	-	-	0.0582	0.0989
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0623	0.0682	0.0628	0.0687	0.0618	0.0676	0.0619	0.0677	0.0460	0.0811	-	-	0.0460	0.0811
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0763	0.0678	0.0772	0.0683	0.0776	0.0672	0.0766	0.0673	0.0765	0.0500	0.0916	-	-	0.0500	0.0916
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	7.93	10.57	6.54	8.71	8.48	11.30	6.46	8.61	6.22	8.29	9.25	12.33	-	-	9.25	12.33
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.19	4.19	3.92	3.92	4.20	4.20	3.89	3.89	3.90	3.90	4.11	4.11	-	-	4.11	4.11

Fuente: desarrollo de MEC

Es pertinente señalar las siguientes consideraciones particulares:

- Los cargos básicos de abastecimiento para Baja California se corresponden con los del SIN porque los estudios de planeación de CFE que se tomaron como base para los cálculos tarifarios consideran ejecutadas las obras de interconexión regional en el período supuesto de aplicación de las tarifas, aunque en el año de referencia 2007 la interconexión no existía.
- No obstante, dado que las variaciones de la demanda, tanto en las horas del día como en las estaciones del año, son en esta región significativamente diferentes a las del resto del SIN, en las fórmulas tarifarias de aplicación se ha tenido en cuenta su particularidad en este aspecto, bajo la hipótesis de considerar el mismo costo marginal de la energía promedio que para el SIN, pero con el efecto que tienen los costos marginales de generación entre las estaciones de verano e invierno.
- De todas maneras, cabe señalar además, que debido a que el mercado eléctrico atendido en Baja California representa menos del 2% del total del SIN, para las aplicaciones tarifarias la consideración de que la región esté o no interconectada no impacta significativamente ni en los resultados económicos del planeamiento en el largo plazo (y el consiguiente CMLP) ni en los resultados financieros por los ingresos tarifarios totales de CFE. Por ello, el Consultor entiende que las hipótesis adoptadas son razonables y coherentes con lo acordado en los intercambios con CFE.
- Respecto de los cargos fijos de cada región, cabe aclarar que las diferencias se deben a que los costos marginales de comercialización que se recuperan vía cargos fijos, se calcularon para cada región mediante un función econométrica que contempla una serie de parámetros que caracteriza cada una de ellas tales como longitud de red [km], cantidad de usuarios, potencia instalada, entre otros. Dado que existen diferencias entre las distintas regiones, la asignación de costos por usuario no es la misma en cada una de ellas, ya que entran en juego otras variables además de la cantidad de usuarios, de aquí el hecho que los cargos fijos por usuario no sean los mismos en las distintas regiones.

4.3. CUADROS TARIFARIOS PARA TARIFAS ESPECIALES – INTERRUMPIBLE Y DE RESPALDO

De acuerdo a las definiciones presentadas en el Informe N°33 “Propuesta de criterios para el diseño del cuadro tarifario” en el punto correspondiente a las categorías tarifarias especiales para suministros interrumpibles y de respaldo, presentamos a continuación los cargos

asociados para cada caso, y los aspectos claves a considerar en la aplicación de los mismos.

Los conceptos principales para la definición de ambas tarifas especiales se presentan en el informe N°34. Sin embargo, a continuación se resumen los criterios más relevantes para su definición.

En el caso de la tarifa para un servicio interrumpible, tal como su nombre lo indica, el suministro de electricidad estará condicionado a las restricciones que el prestador de servicio decida en circunstancias en que la demanda global del sistema así lo requiera. El usuario podrá ser desconectado por un determinado periodo tiempo en el año, para una mayor economía de operación del sistema eléctrico a criterio exclusivo del prestador, recibiendo aquél en compensación un descuento en los cargos por capacidad.

Por otra parte, la tarifa de respaldo corresponde a la disponibilidad para un suministro temporario (contingente o programado) que se ofrece a consumidores autoprodutores, en el caso que éstos tengan fallas o déficit en sus plantas generadoras, o en general cuando éstas no estén operativas (por ej. por mantenimiento o por falla). El concepto se puede generalizar, para otros usuarios con requerimientos similares de servicio de respaldo en un determinado nivel de tensión, excluyendo BT y MT.

4.3.1. TARIFA INTERRUMPIBLE

Desde el punto de vista del operador del sistema eléctrico, se debe entender la totalidad de demandas contratadas bajo la modalidad interrumpible como sustituto de un recurso de capacidad de generación de punta al costo marginal que corresponde a tal capacidad. En este carácter, en la programación de la operación debe considerarse el “despacho” de la potencia interrumpible en términos económicos, equiparable en los horarios de punta del sistema a otros recursos semejantes, pero con la particularidad de que su costo ya está comprometido por el contrato que establece una tarifa bonificada al usuario.

En cada caso se pueden fijar contractualmente condiciones particulares, según sean las posibilidades de adecuación de las cargas del usuario a los requerimientos de interrupción. En lo siguiente se presentan unos cargos tarifarios en las condiciones expresadas, las pueden considerarse típicas.

La tarifa interrumpible se pondrá a disposición para usuarios conectados a Transmisión y Subtransmisión, para los cuales se interrumpirá el servicio 300horas al año, que se corresponden con las horas de duración del bloque de punta (4 horas de cada día laborable), asumiendo que la demanda máxima se concentra en 2 horas críticas de este bloque, en los días hábiles y en los meses de verano, calculadas así:

Tiempo de interrupción = 2hs/día * 21 días/mes * 7 mes/año = 298 horas

De esta manera, la tarifa interrumpible será horaria y estará compuesta por los cargos por uso normal del servicio, pero estará bonificado el costo marginal de capacidad de generación, como sigue:

Cargo fijo [\$/Usu]: cargo comercial de la categoría horaria del nivel de tensión

Cargo variable por energía [\$/kWh]: costo contable de cada bloque expandido por los factores de pérdidas hasta el nivel de tensión en la que se conecta el usuario

Cargo por capacidad [\$/kWmes]: valor agregado de los costos contables de capacidad de las redes de cada etapa.

El usuario deberá tener identificada y medida por separado la carga interrumpible, en el caso que también sea usuario de una tarifa normal, y además esta medición deberá ser horaria. En el régimen de aplicación se deberá estipular la anterioridad con la cual la prestadora del servicio informará al usuario de tarifa interrumpible cuando su carga será desconectada (por ejemplo podrá ser un preaviso de 24hs o 48hs).

Los cargos de aplicación para la categoría interrumpible resultan:

TABLA 6 CUADROS TARIFARIOS – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN – SERVICIO INTERRUPTIBLE

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	SUR		NORTE		PENINSULAR		NORESTE		NOROESTE		BAJA CALIFORNIA		BAJA CALIFORNIA SUR	
		INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO
TARIFA ESPECIAL INTERRUPTIBLE															
ST															
INT-GST															
Cargo Fijo	USD/ct.mes	232.54	232.54	275.17	275.17	293.80	293.80	232.62	232.62	293.71	293.71	291.80	291.80	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0792	0.0855	0.0773	0.0871	0.0791	0.0867	0.0769	0.0858	0.0779	0.0860	0.0575	0.0973	0.1588	0.2568
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0620	0.0678	0.0620	0.0678	0.0612	0.0669	0.0613	0.0670	0.0445	0.0785	0.0725	0.0735
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0775	0.0674	0.0783	0.0674	0.0778	0.0665	0.0769	0.0666	0.0776	0.0484	0.0896	0.0916	0.0980
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	6.05	8.07	6.31	8.41	6.72	8.96	5.90	7.86	6.89	9.19	4.57	6.10	1.43	1.91
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.69	4.69	4.07	4.07	4.54	4.54	3.75	3.75	5.18	5.18	3.58	3.58	2.33	2.33
AT															
INT-GT															
Cargo Fijo	USD/ct.mes	234.37	234.37	280.85	280.85	300.66	300.66	235.59	235.59	298.43	298.43	302.79	302.79		
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0762	0.0826	0.0756	0.0846	0.0773	0.0846	0.0752	0.0835	0.0754	0.0831	0.0582	0.0989		
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0619	0.0678	0.0623	0.0682	0.0628	0.0687	0.0618	0.0676	0.0619	0.0677	0.0460	0.0811		
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0673	0.0763	0.0678	0.0772	0.0683	0.0776	0.0672	0.0766	0.0673	0.0765	0.0500	0.0916		
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	2.57	3.43	2.92	3.89	3.00	4.01	2.89	3.86	2.64	3.52	3.02	4.02		
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.19	4.19	3.92	3.92	4.20	4.20	3.89	3.89	3.90	3.90	4.11	4.11		

Fuente: desarrollo de MEC

4.3.2. TARIFA DE RESPALDO

La tarifa de respaldo se pondrá a disposición para usuarios conectados a los niveles de Transmisión, Subtransmisión y Media tensión, para los cuales se prevé tres opciones:

- a) Servicio de respaldo para mantenimiento y falla (códigos RES_M&F_.....)
- b) Servicio de respaldo para falla solamente (códigos RES_F_.....)
- c) Servicio de respaldo para mantenimiento programado (códigos RES_MP_.....)

Igual que para lo actual vigente, el criterio considerado para la definición de las opciones mencionadas se basa en parámetros estadísticos típicos de indisponibilidad de plantas generadoras térmicas, según información de NERC de los EEUU de Norteamérica, a saber:

- 65 días de indisponibilidad esperada por año por mantenimiento y fallas
- 31 días de indisponibilidad esperada por año por fallas solamente (aplicable a plantas térmicas)

Estos datos se consideran para el diseño de las dos primeras opciones presentadas anteriormente las cuales tendrán una duración mínima fija por año asociada a la indisponibilidad del servicio en el año, mientras que la tercera no tendrá un tiempo mínimo de respaldo, por su carácter de programado, siempre y cuando cumpla con las condiciones de aviso con el tiempo adecuado el cual será acordado con la empresa.

Considerando los conceptos anteriores, la tarifa de respaldo será horaria y estará compuesta por los siguientes cargos, donde en el caso del cargo de capacidad se considerará una porción del costo contable de capacidad de generación que representa el tiempo en que el servicio de respaldo estará disponible en el año.

Cargo fijo [\$/Usu]: cargo comercial de la categoría horaria del nivel de tensión

Cargo variable por energía [\$/kWh]: costo contable de cada bloque expandido por los factores de pérdidas hasta el nivel de tensión en la que se conecta el usuario

Cargo por capacidad [\$/kWmes]: valor agregado de los costos contable de capacidad de las redes de cada etapa, más una porción del costos marginal de capacidad generación

Por lo tanto, el costo contable de capacidad de generación se considerará como sigue:

Servicio de respaldo para mantenimiento y falla (RES_M&F)

Mínimo de 65 días de respaldo: 18% del CMC Generación

Días excedentes 100% del CMC Generación (el cargo será igual al cargo de capacidad de la categoría horaria del nivel de tensión al que esté conectado)

Servicio de respaldo para falla solamente (RES_F)

Mínimo de 31 días de respaldo: 8% del CMC Generación

Días excedentes 100% del CMC Generación (*el cargo será igual al cargo de capacidad de la categoría horaria del nivel de tensión al que esté conectado*)

Servicio de respaldo para mantenimiento programado (RES_MP)

Hasta 35 días de respaldo: 20% del CMC Generación

Días excedentes 100% del CMC Generación (*el cargo será igual al cargo de capacidad de la categoría horaria del nivel de tensión al que esté conectado*)

Se considera que el usuario que opte por la tarifa de respaldo, en parte o totalidad de la carga, y considerare alguna de las opciones anteriores, deberá definir la carga máxima a respaldar sobre la cual se realizará la facturación. En el caso de exceder esa demanda se preverá un mecanismo para penalizar esas situaciones. Una alternativa puede ser re-facturar o ajustar los montos calculados pero considerando esta demanda máxima realizada como una nueva demanda contratada.

TABLA 7 CUADROS TARIFARIOS – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN – SERVICIO DE RESPALDO

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	SUR		NORTE		PENINSULAR		NORESTE		NOROESTE		BAJA CALIFORNIA		BAJA CALIFORNIA SUR	
		INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO
TARIFA ESPECIAL RESPALDO															
MT															
RES-M&F-GDMT															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.12	232.12	275.81	275.81	293.17	293.17	233.01	233.01	294.59	294.59	290.42	290.42	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0918	0.0981	0.0869	0.0998	0.0899	0.0985	0.0847	0.0956	0.0857	0.0951	0.0655	0.1075	0.1702	0.2615
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0626	0.0685	0.0635	0.0694	0.0627	0.0686	0.0621	0.0680	0.0624	0.0683	0.0448	0.0790	0.0712	0.0741
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0681	0.0807	0.0690	0.0821	0.0682	0.0809	0.0675	0.0805	0.0679	0.0802	0.0487	0.0930	0.0948	0.1072
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	12.96	17.28	12.45	16.60	11.57	15.42	10.71	14.28	10.69	14.25	10.29	13.72	5.61	7.48
RES-F-GDMT															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.12	232.12	275.81	275.81	293.17	293.17	233.01	233.01	294.59	294.59	290.42	290.42	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0918	0.0981	0.0869	0.0998	0.0899	0.0985	0.0847	0.0956	0.0857	0.0951	0.0655	0.1075	0.1702	0.2615
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0626	0.0685	0.0635	0.0694	0.0627	0.0686	0.0621	0.0680	0.0624	0.0683	0.0448	0.0790	0.0712	0.0741
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0681	0.0807	0.0690	0.0821	0.0682	0.0809	0.0675	0.0805	0.0679	0.0802	0.0487	0.0930	0.0948	0.1072
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	12.55	16.73	12.01	16.01	11.17	14.89	10.09	13.45	10.27	13.70	10.93	14.58	6.23	8.31
RES-M&P-GDMT															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	232.12	232.12	275.81	275.81	293.17	293.17	233.01	233.01	294.59	294.59	290.42	290.42	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0918	0.0981	0.0869	0.0998	0.0899	0.0985	0.0847	0.0956	0.0857	0.0951	0.0655	0.1075	0.1702	0.2615
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0626	0.0685	0.0635	0.0694	0.0627	0.0686	0.0621	0.0680	0.0624	0.0683	0.0448	0.0790	0.0712	0.0741
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0681	0.0807	0.0690	0.0821	0.0682	0.0809	0.0675	0.0805	0.0679	0.0802	0.0487	0.0930	0.0948	0.1072
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	13.05	17.39	12.54	16.72	11.65	15.53	10.83	14.45	10.77	14.36	11.06	14.75	6.35	8.47
ST															
RES-M&F-GST															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	231.99	231.99	274.52	274.52	293.10	293.10	231.78	231.78	293.01	293.01	291.60	291.60	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0788	0.0851	0.0769	0.0867	0.0787	0.0862	0.0773	0.0864	0.0774	0.0855	0.0565	0.0958	0.1588	0.2568
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0608	0.0665	0.0609	0.0666	0.0444	0.0782	0.0725	0.0735
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0770	0.0670	0.0778	0.0670	0.0774	0.0661	0.0768	0.0662	0.0771	0.0482	0.0888	0.0916	0.0980
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	7.13	9.51	7.46	9.95	7.80	10.41	7.04	9.39	8.03	10.71	4.96	6.61	1.85	2.46
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.67	4.67	4.05	4.05	4.51	4.51	3.73	3.73	5.15	5.15	3.57	3.57	2.33	2.33
RES-F-GST															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	231.99	231.99	274.52	274.52	293.10	293.10	231.78	231.78	293.01	293.01	291.60	291.60	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0788	0.0851	0.0769	0.0867	0.0787	0.0862	0.0773	0.0864	0.0774	0.0855	0.0565	0.0958	0.1588	0.2568
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0608	0.0665	0.0609	0.0666	0.0444	0.0782	0.0725	0.0735
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0770	0.0670	0.0778	0.0670	0.0774	0.0661	0.0768	0.0662	0.0771	0.0482	0.0888	0.0916	0.0980
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	6.51	8.68	6.80	9.07	7.18	9.57	6.39	8.52	7.38	9.83	5.47	7.29	2.37	3.15
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.67	4.67	4.05	4.05	4.51	4.51	3.73	3.73	5.15	5.15	3.57	3.57	2.33	2.33
RES-M&P-GST															
Cargo Fijo	USD/ctl.mes	231.99	231.99	274.52	274.52	293.10	293.10	231.78	231.78	293.01	293.01	291.60	291.60	270.63	270.63
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0788	0.0851	0.0769	0.0867	0.0787	0.0862	0.0773	0.0864	0.0774	0.0855	0.0565	0.0958	0.1588	0.2568
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0616	0.0674	0.0608	0.0665	0.0609	0.0666	0.0444	0.0782	0.0725	0.0735
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0770	0.0670	0.0778	0.0670	0.0774	0.0661	0.0768	0.0662	0.0771	0.0482	0.0888	0.0916	0.0980
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	7.26	9.68	7.59	10.13	7.93	10.57	7.17	9.56	8.16	10.88	5.57	7.43	2.47	3.29
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.67	4.67	4.05	4.05	4.51	4.51	3.73	3.73	5.15	5.15	3.57	3.57	2.33	2.33

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	SUR		NORTE		PENINSULAR		NORESTE		NOROESTE		BAJA CALIFORNIA		BAJA CALIFORNIA SUR	
		INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO
TARIFA ESPECIAL RESPALDO															
AT															
RES-M&F-GT															
Cargo Fijo	USD/ctt.mes	233.82	233.82	280.17	280.17	299.94	299.94	234.62	234.62	297.71	297.71	301.96	301.96		
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0758	0.0821	0.0752	0.0842	0.0769	0.0842	0.0773	0.0863	0.0751	0.0827	0.0581	0.0987		
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0674	0.0620	0.0678	0.0625	0.0683	0.0614	0.0671	0.0616	0.0673	0.0458	0.0807		
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0759	0.0674	0.0768	0.0679	0.0772	0.0667	0.0772	0.0669	0.0761	0.0497	0.0912		
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	7.13	9.51	7.46	9.95	7.80	10.41	7.04	9.39	8.03	10.71	4.96	6.61		
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.16	4.16	3.90	3.90	4.17	4.17	3.86	3.86	3.87	3.87	4.09	4.09		
RES-F-GT															
Cargo Fijo	USD/ctt.mes	233.82	233.82	280.17	280.17	299.94	299.94	234.62	234.62	297.71	297.71	301.96	301.96		
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0758	0.0758	0.0752	0.0752	0.0769	0.0769	0.0773	0.0773	0.0751	0.0751	0.0581	0.0581		
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0616	0.0620	0.0620	0.0625	0.0625	0.0614	0.0614	0.0616	0.0616	0.0458	0.0458		
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0670	0.0674	0.0674	0.0679	0.0679	0.0667	0.0667	0.0669	0.0669	0.0497	0.0497		
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	6.51	8.68	6.80	9.07	7.18	9.57	6.39	8.52	7.38	9.83	5.47	7.29		
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.16	4.16	3.90	3.90	4.17	4.17	3.86	3.86	3.87	3.87	4.09	4.09		
RES-M&P-GT															
Cargo Fijo	USD/ctt.mes	233.82	233.82	280.17	280.17	299.94	299.94	234.62	234.62	297.71	297.71	301.96	301.96		
Cargo por Energía (Punta)	USD/kWh	0.0758	0.0821	0.0752	0.0842	0.0769	0.0842	0.0773	0.0863	0.0751	0.0827	0.0581	0.0987		
Cargo por Energía (Base)	USD/kWh	0.0616	0.0674	0.0620	0.0678	0.0625	0.0683	0.0614	0.0671	0.0616	0.0673	0.0458	0.0807		
Cargo por Energía (Intermedio)	USD/kWh	0.0670	0.0759	0.0674	0.0768	0.0679	0.0772	0.0667	0.0772	0.0669	0.0761	0.0497	0.0912		
Cargo por capacidad	USD/kW.mes	7.26	9.68	7.59	10.13	7.93	10.57	7.17	9.56	8.16	10.88	5.57	7.43		
Cargo por capacidad FP	USD/kW.mes	4.16	4.16	3.90	3.90	4.17	4.17	3.86	3.86	3.87	3.87	4.09	4.09		

Fuente: desarrollo de MEC

5. ANÁLISIS COMPARATIVO TARIFA VIGENTE – TARIFA OBJETIVO DE APLICACIÓN

En esta sección se presenta una comparación de las facturas al usuario final resultantes de la aplicación de las tarifas vigentes y las tarifas objetivo de aplicación determinadas en este informe, tomando como base el año 2007 (base del estudio) para ser consistentes con el cálculo tarifario desarrollado.

Para efectuar esta comparación se facturó a un usuario con un determinado perfil de consumo para un rango de consumos mensuales (por ejemplo, para el caso de los usuarios del sector doméstico que estimó la factura media de un usuario para distintos consumos, de 0 a 600 kWh/mes, en pasos de 20 kWh/mes) con las tarifas vigentes de CFE y con las tarifas de aplicación presentadas anteriormente.

La comparación se realizó considerando los cargos estacionales de invierno y verano, para aquellas regiones en las que la categoría o tarifa comparada resulta representativa en cuanto a su participación en el volumen de energía aportado.

De esta manera, se realizaron las siguientes comparaciones para las categorías calculadas:

TABLA 8 COMPARACIONES TARIFA VIGENTE – OBJETIVO DE APLICACIÓN REALIZADAS

Tarifa vigente	Tarifa Objetivo de Aplicación
Todas las domésticas (V –verano- e I – invierno-)	DB1-I, DB1-V, DB2-I, DB2-V
2	PDBT-I, PDBT-V
3	GDBT-I, GDBT-V
9, 9CU, 9N	RABTO1-I, RABTO1-V, RABTO2-I, RABTO2-V
9M, 9CUMT, 9NMT	RAMTO1-I, RAMTO1-V, RAMTO2-I, RAMTO2-V
6M, OM, HM	GDMT-I, GDMT-V
T-HS, T-HSL	GST-I, GST-V
T-HT, T-HTL	GT-I, GT-V

Fuente: elaboración de MEC

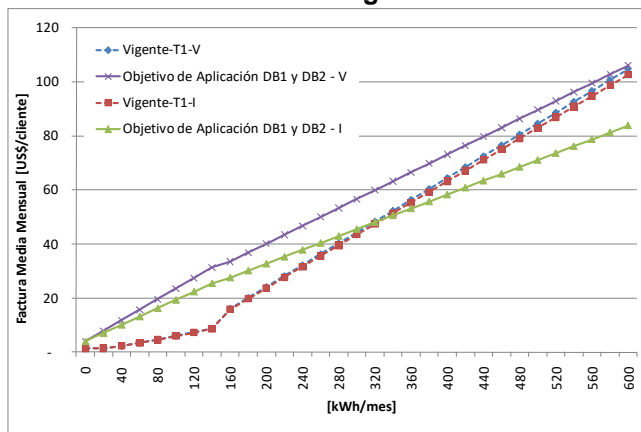
Nota (1): I se refiere de invierno, V a verano.

Nota (2): las tarifas objetivo de aplicación son las opciones tarifarias incluidas en la Tabla 4.

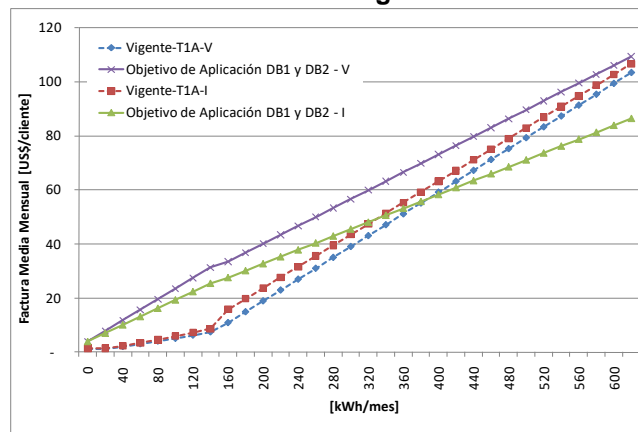
En la gráfica siguiente se muestran las facturas medias típicas considerando las tarifas vigentes 1, 1A y 1B y su comparación con las facturas medias considerando la correspondiente tarifa objetivo de aplicación:

GRÁFICA 1 COMPARACIÓN TARIFAS DOMÉSTICAS 1, 1A Y 1B

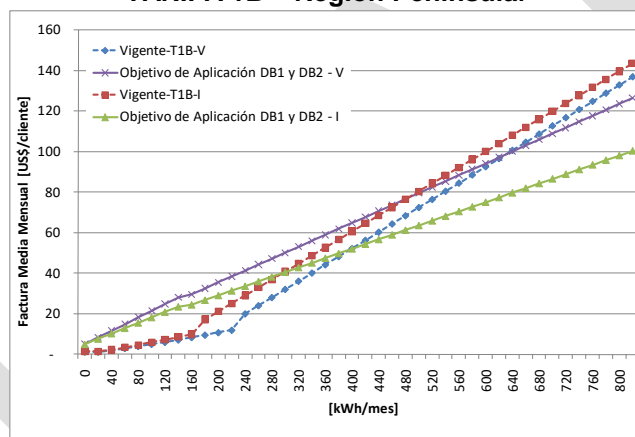
TARIFA 1 – Región Sur



TARIFA 1A – Región Sur



TARIFA 1B – Región Peninsular



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En la gráfica se aprecia que la factura media de la tarifa doméstica vigente 1 está por debajo de la factura media de la tarifa objetivo de aplicación hasta los 320 kWh/mes en temporada de invierno, y hasta los 640 kWh/mes en temporada de verano.

En el caso de la tarifa vigente 1A, dichos límites son: 320 kWh/mes en invierno y 780 kWh/mes en verano.

Por último, en el caso de la tarifa 1B, el límite se alcanza a los 300 kWh/mes en temporada de invierno, y en 640 kWh/mes en verano.

En todos los casos, para consumos superiores a los límites mencionados, las facturas medias de las tarifas vigentes son mayores a las tarifas objetivo de aplicación propuestas.

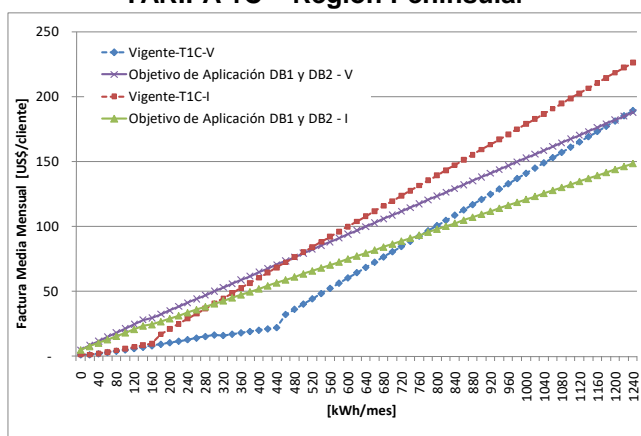
Cabe mencionar que en el caso de las tarifas 1 y 1A se consideró, a los efectos de comparar las tarifas, el cuadro tarifario de la región tarifaria Sur, ya que es la que tiene mayores ventas de electricidad en ambas tarifas.

En los casos de la tarifa 1B se utilizó el correspondiente a la región tarifaria Peninsular, con el mismo criterio (mayores ventas de electricidad).

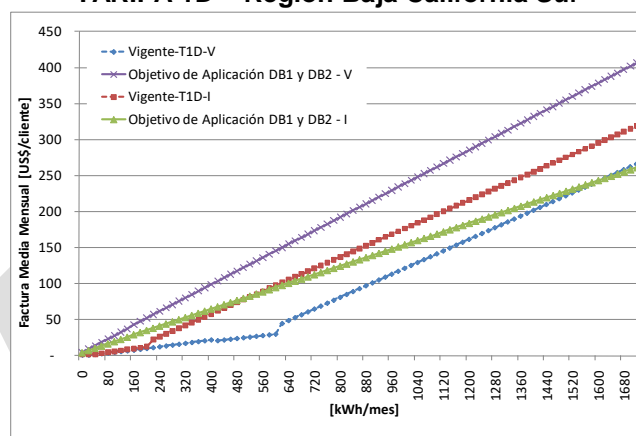
En la gráfica siguiente se presenta la comparación entre la factura media de las tarifas vigentes 1C, 1D, 1E y 1F y las correspondientes tarifa objetivo de aplicación propuestas:

GRÁFICA 2 COMPARACIÓN TARIFAS DOMÉSTICAS 1C, 1D, 1E Y 1F

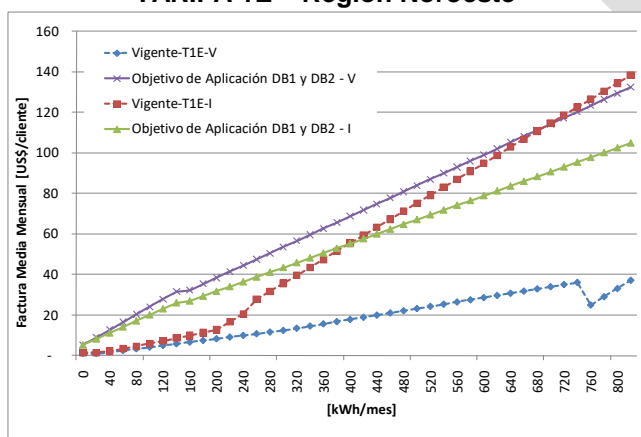
TARIFA 1C – Región Peninsular



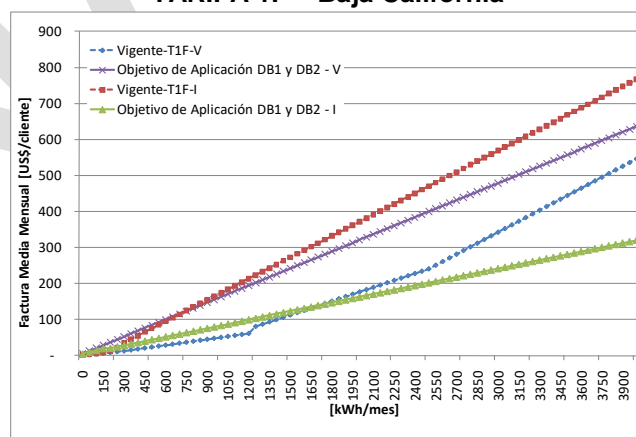
TARIFA 1D – Región Baja California Sur



TARIFA 1E – Región Noroeste



TARIFA 1F – Baja California



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En el caso de la tarifa 1C se observa que el límite en temporada de invierno es para consumos hasta 300 kWh/mes, mientras que en temporada de verano el límite se alcanza a los 1,220 kWh/mes. Para comparar la tarifa vigente 1C con la objetivo de aplicación propuesta, se consideró el cuatro tarifario de la región tarifaria Peninsular, según el mencionado criterio de mayores ventas.

En el caso de la tarifa 1D, la tarifa vigente es menor a la tarifa objetivo de aplicación propuesta hasta los 540 kWh/mes en temporada de invierno, mientras que en verano la tarifa objetivo de aplicación es siempre mayor que la vigente. Para esta comparación se

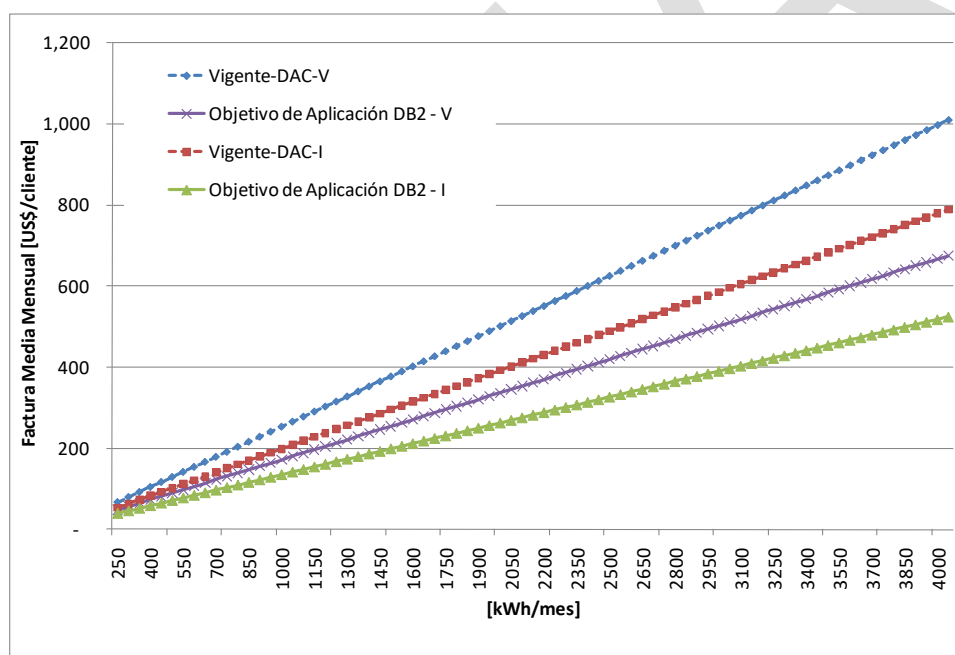
utilizó el cuadro tarifario de la región Baja California Sur, ya que en dicha región se consume casi la mitad de la electricidad total de la categoría 1 D.

En el caso de la tarifa vigente 1E, el límite se alcanza en 400 kWh/mes en invierno, mientras que en verano, la tarifa objetivo de aplicación es superior a la vigente hasta los 2,620 kWh/mes. Para esta comparación se usó el cuadro tarifario de la región tarifaria Noroeste.

Por último, si se compara la factura media a tarifa vigente de la tarifa 1F con la factura media a tarifa objetivo de aplicación, se observa que en invierno, la primera es menor a la última hasta los 255 kWh/mes, mientras en verano dicho límite aumenta hasta los 5,800 kWh/mes. Para comparar la tarifa vigente con la objetivo se utilizó el cuadro tarifario de la región tarifaria Baja California, dado el criterio de mayor consumo.

Por último, en la gráfica siguiente se presenta la comparación entre la factura media de la tarifa vigente DAC y la correspondiente tarifa objetivo de aplicación propuesta:

GRÁFICA 3 COMPARACIÓN TARIFA DAC (CFE)



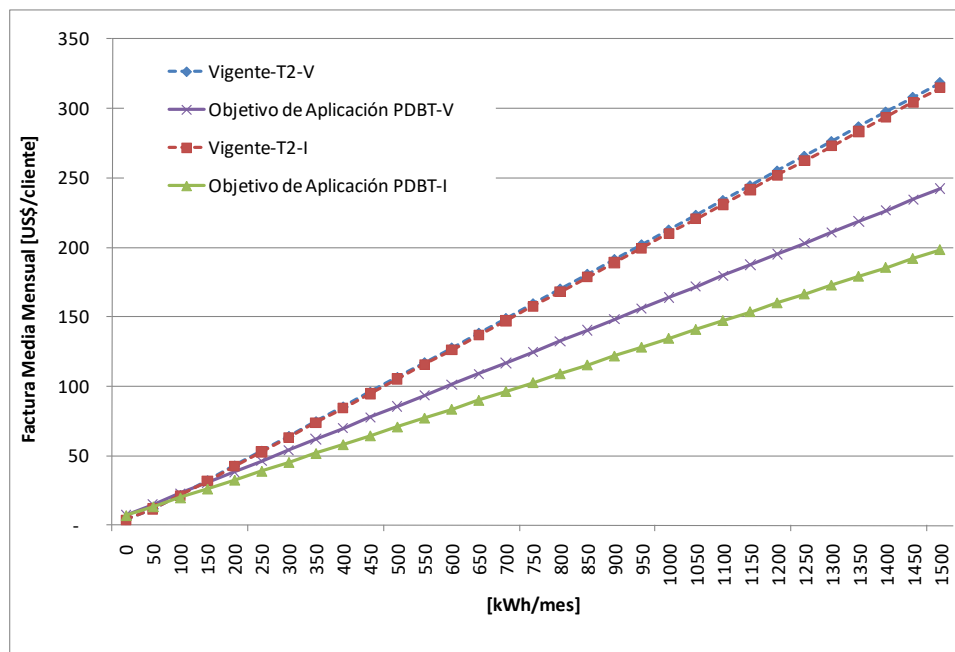
Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Es posible apreciar en la gráfica anterior, que cualquiera sea el nivel de consumo del usuario DAC, su factura media a tarifa vigente es siempre superior que la que resultaría de la tarifa objetivo de aplicación propuesta en este informe.

En la Gráfica 4 se presenta la comparación de la tarifa 2 en BT con la tarifa objetivo de aplicación propuesta en este informe. La tarifa 2 se aplica a todos los servicios que destinen

la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kW. Por sus características se compara en este caso con la tarifa denominada PDBT:

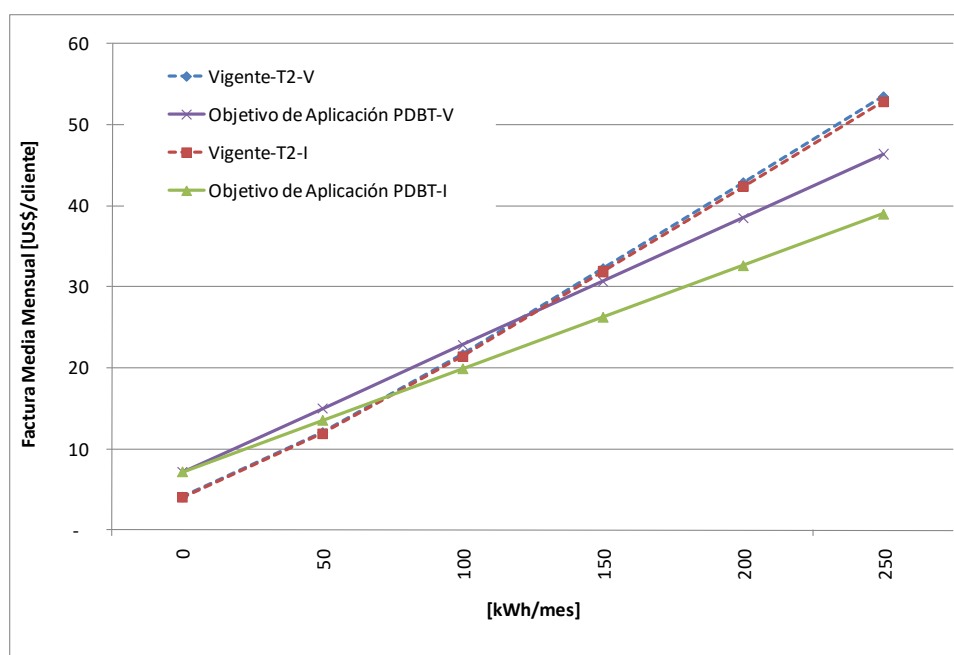
GRÁFICA 4 COMPARACIÓN TARIFA 2



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En invierno, para rangos de consumos mayores a 75 kWh/mes, la tarifa objetivo de aplicación resulta siempre menor que la tarifa vigente. En verano dicho límite se encuentra en los 120 kWh/mes. Si se grafica en detalle los consumos más pequeños se observa dicho punto de corte.

GRÁFICA 5 COMPARACIÓN TARIFA 2 – CONSUMOS HASTA 250 KWH/MES

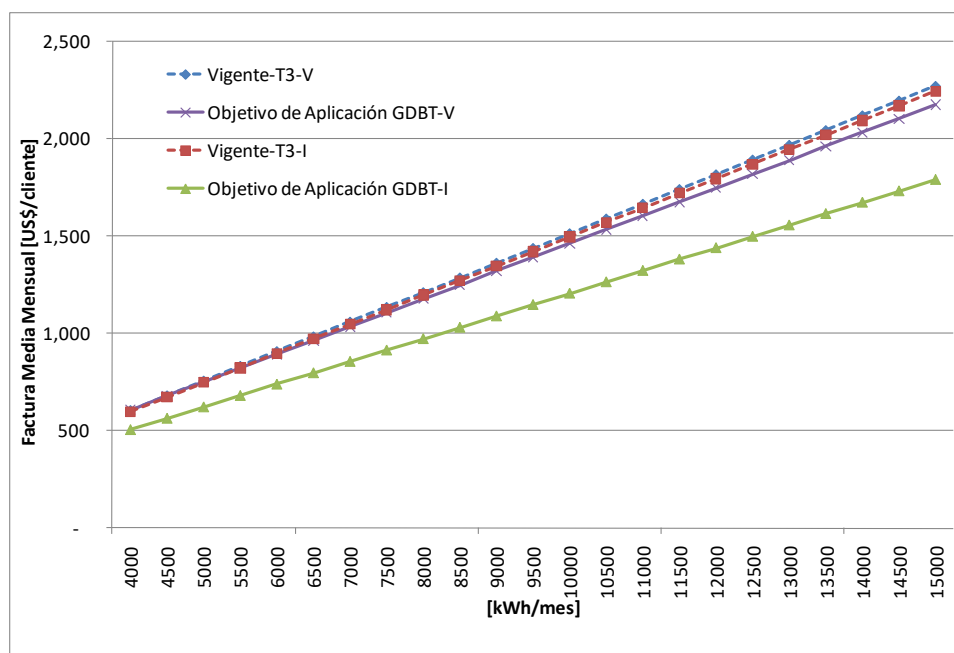


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Como se mencionó anteriormente, en la gráfica anterior, donde se detalla la factura media para el rango de consumo característico de la tarifa 2, se evidencia que la tarifa vigente es muy similar en invierno y verano, siendo esta menor que la tarifa objetivo para los pequeños consumos y mayor para consumos superiores a 75 kWh/mes para la objetivo de aplicación en invierno, y 125 kWh/mes para el caso de verano.

La tarifa 3 se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda mayor a los 25 kW.

GRÁFICA 6 COMPARACIÓN TARIFA 3



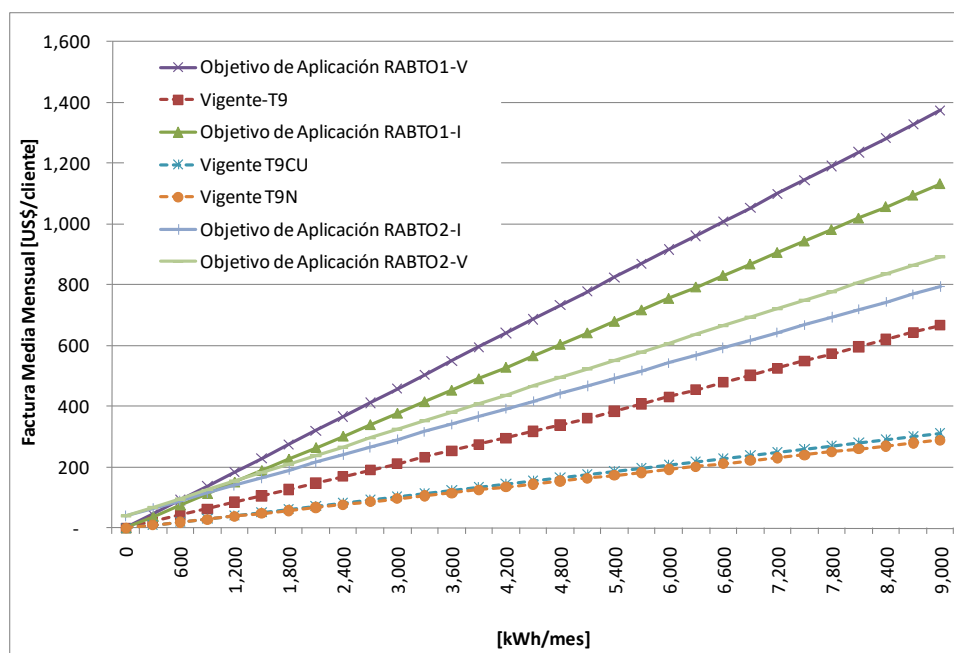
Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

La tarifa vigente 3 produce una factura media muy similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en verano, aunque se va alejando para mayores consumos. En invierno, sin embargo, la tarifa vigente produce cargos mayores que la tarifa objetivo de aplicación. Para el análisis realizado se consideró un factor de carga de 0.742.

La tarifa 9 se aplica a los servicios en BT que destinan la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. Tiene cuatro cargos variables, dependiendo de las cantidades consumidas.

Las tarifas 9CU y 9N (denominadas tarifas de estímulo) se aplican para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA). Ambas tarifas tienen un único cargo variable. En el caso de la tarifa 9N, el cargo variable se diferencia para el período diurno (igual al de la tarifa 9CU) y para el período nocturno (la mitad del cargo variable del período diurno). Estas tarifas tienen consumos tanto en BT como en MT.

GRÁFICA 7 COMPARACIÓN TARIFAS 9, 9N Y 9CU EN BT

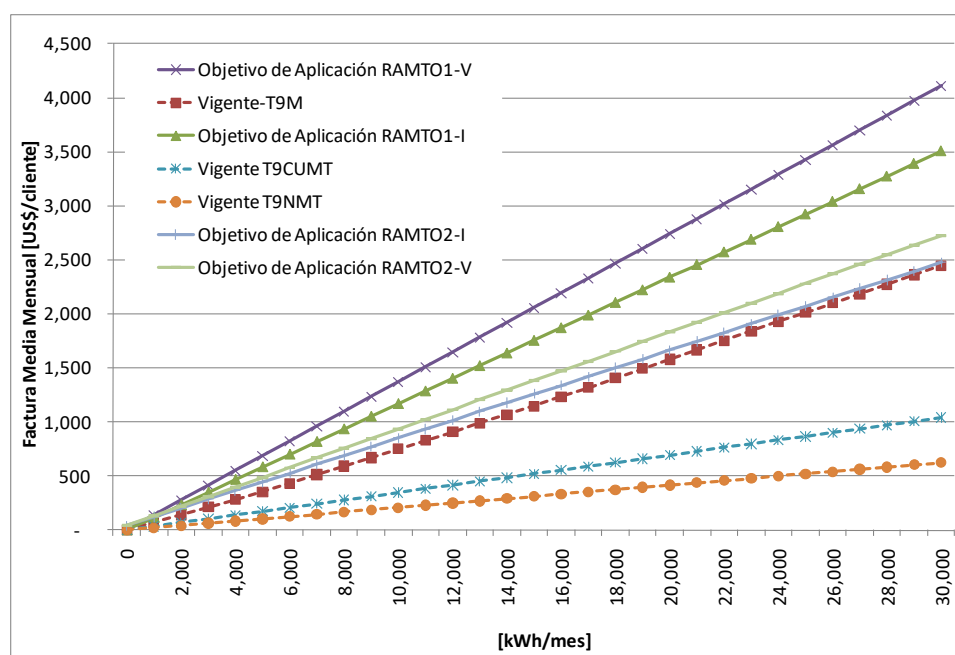


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Se puede observar que todas las facturas medias resultantes de las tarifas de estímulo vigentes están por debajo de las resultantes de las tarifas objetivo de aplicación, apreciándose el elevado nivel de subsidio de las tarifas de estímulo 9CU y 9N.

La tarifa 9M se aplica a los servicios en MT que destinan la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. Tiene cuatro cargos variables, dependiendo de las cantidades consumidas.

GRÁFICA 8 COMPARACIÓN TARIFAS 9M, 9N Y 9CU EN MT



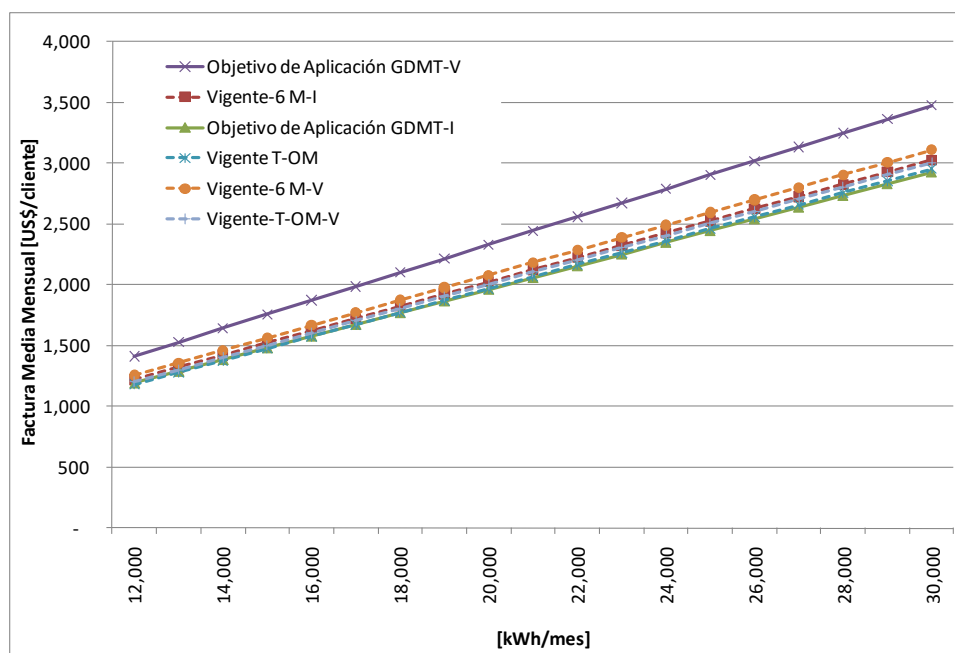
Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Se aprecia que las facturas medias los usuarios de las tarifas de estímulo están por debajo de las determinadas con las tarifas objetivo de aplicación.

Por su parte, la factura media resultante de la tarifa 9 en Media Tensión es muy similar a la factura media resultante de la tarifa objetivo de aplicación denominada Riego Agrícola – Opción 2 (RAMTO2) en temporada de invierno, que es aquella que tiene un cargo fijo por cliente, un cargo variable para los período de punta en intermedio, y un cargo variable para el período nocturno (ver Cuadro Tarifario Objetivo de Aplicación).

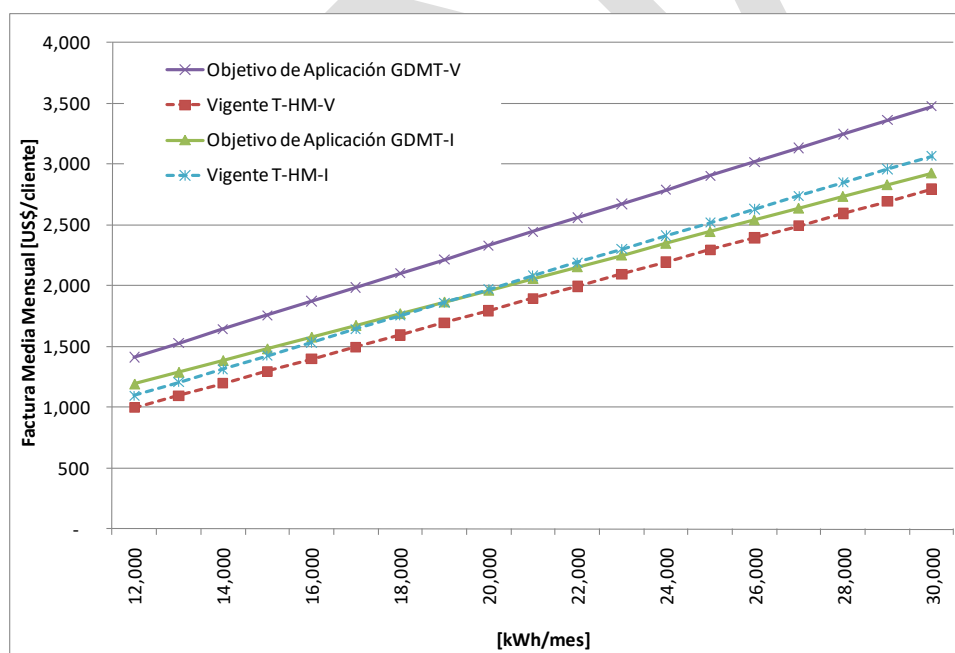
La tarifa O-M se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW. Tiene un cargo fijo (por demanda facturable) y un cargo variable. La tarifa H-M es una tarifa horaria análoga a la anterior, con un cargo fijo (por demanda facturable) y tres cargos variables por energía consumida en horas de punta, intermedia y base. La tarifa H-MC se aplica en las regiones Baja California y Noroeste.

GRÁFICA 9 COMPARACIÓN TARIFAS 6, O-M EN MT



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

GRÁFICA 10 COMPARACIÓN TARIFAS H-M EN MT



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

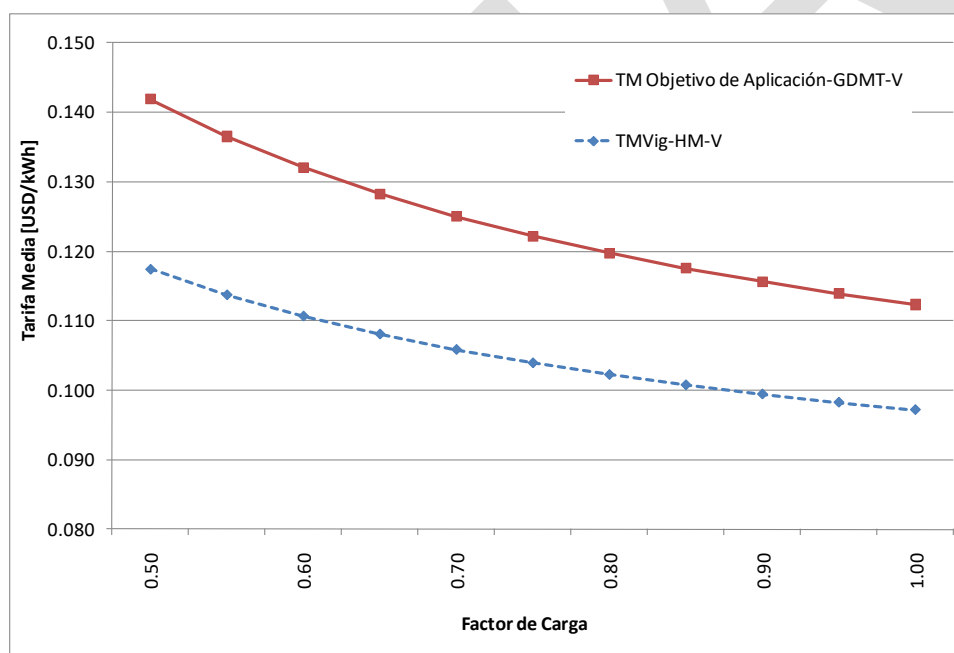
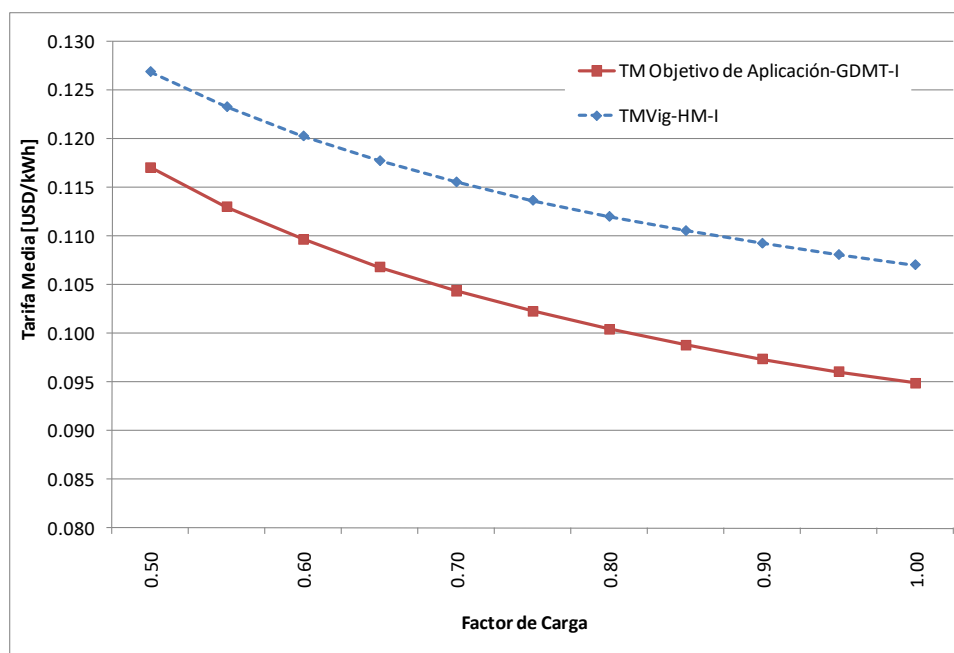
En el caso de la tarifa vigente OM, se observa que la factura media resultante es muy similar a la de la tarifa objetivo de aplicación GDMT en temporada de invierno. La factura media resultante de la tarifa vigente 6 (en MT) está ligeramente por encima de ésta última.

Por su parte, la tarifa vigente horaria HM en invierno produce una factura media similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación GDMT en la misma estación, encontrándose la primera ligeramente por debajo de la segunda para rangos de consumos menores a los 20,000 kWh/mes, y levemente por encima a partir de dicho límite. En verano, la tarifa vigente produce facturas inferiores a las resultantes de la tarifa objetivo de aplicación, e incluso inferiores a la tarifa vigente en invierno.

Esto es coherente con el hecho de que las tarifas vigentes están diseñadas con el objeto de producir facturas menores en verano que en invierno, mientras que las tarifas teóricas están diseñadas sobre la base de los costos marginales, por lo cual implican facturas más altas en temporada de invierno.

Para las comparaciones correspondientes a las tarifas en MT se consideró un factor de carga de 0.885. Asimismo, para analizar el efecto de la tarifa media en función del factor de carga, para el caso de las tarifas horarias HM se realizó dicha comparación respecto de la tarifa objetivo de aplicación GDMT para las estaciones de invierno y verano.

GRÁFICA 11 COMPARACIÓN TARIFAS H-M EN MT – FC VARIABLE

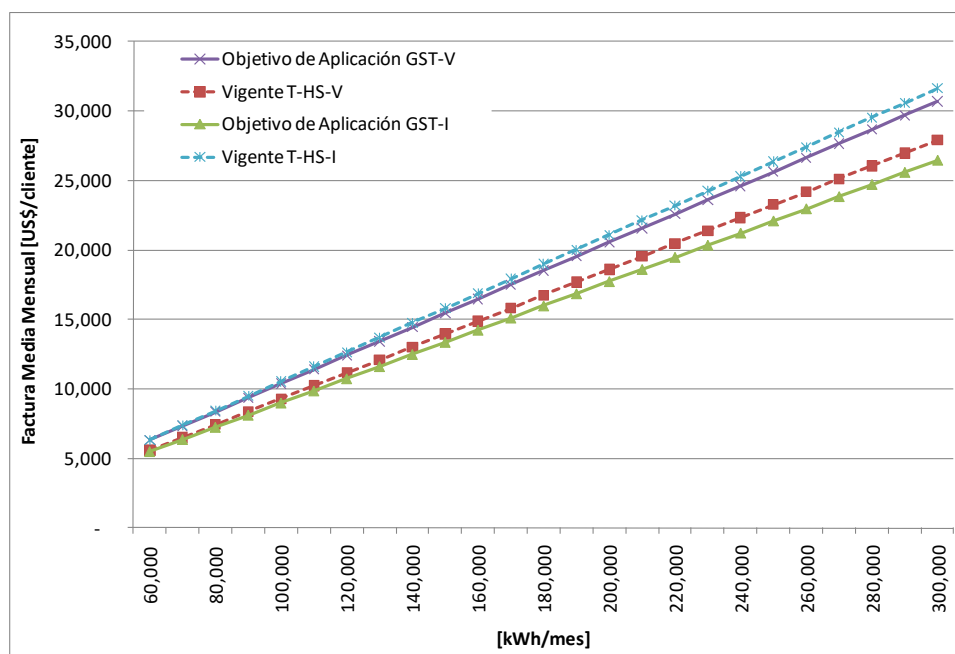


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Las tarifas HS y HSL se aplican a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión. Ambas tienen un cargo fijo por demanda facturable, y tres cargos variables por la energía consumida en cada bloque horario. La categoría HSL corresponde a usuarios denominados de larga utilización (elevado factor de carga) mientras que la otra categoría aplica al resto de los usuarios conectados al sistema de subtransmisión.

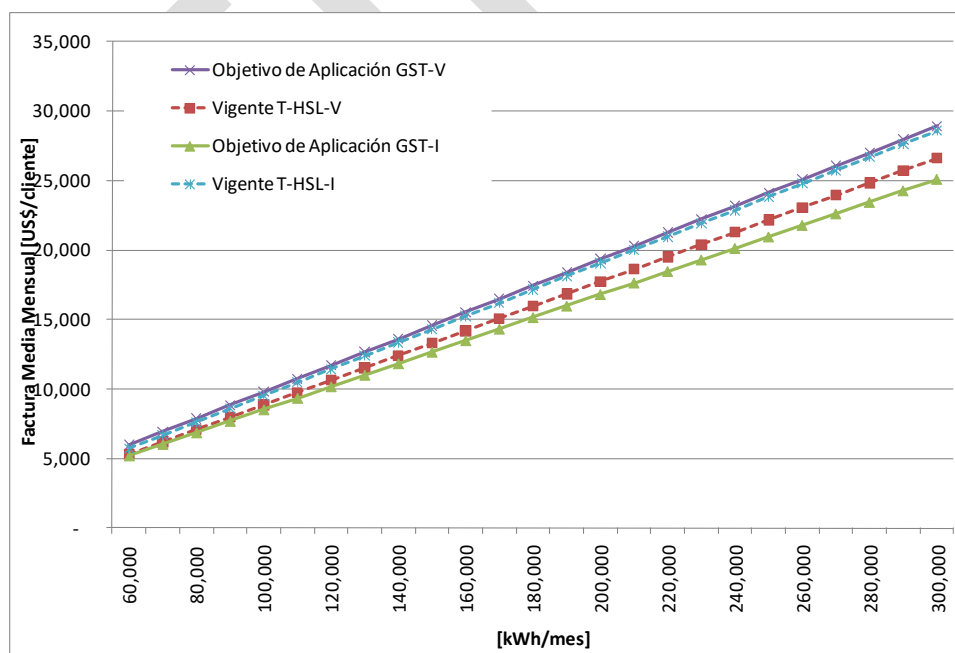
El análisis comparativo se desarrolló para cada una de las categorías vigentes respecto de la tarifa objetivo de aplicación GST para las estaciones de invierno y verano, considerando un factor de carga de 0.75 para media utilización y de 0.974 para larga utilización.

GRÁFICA 12 COMPARACIÓN TARIFAS T-HS EN AT



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

GRÁFICA 13 COMPARACIÓN TARIFAS T-HSL EN AT

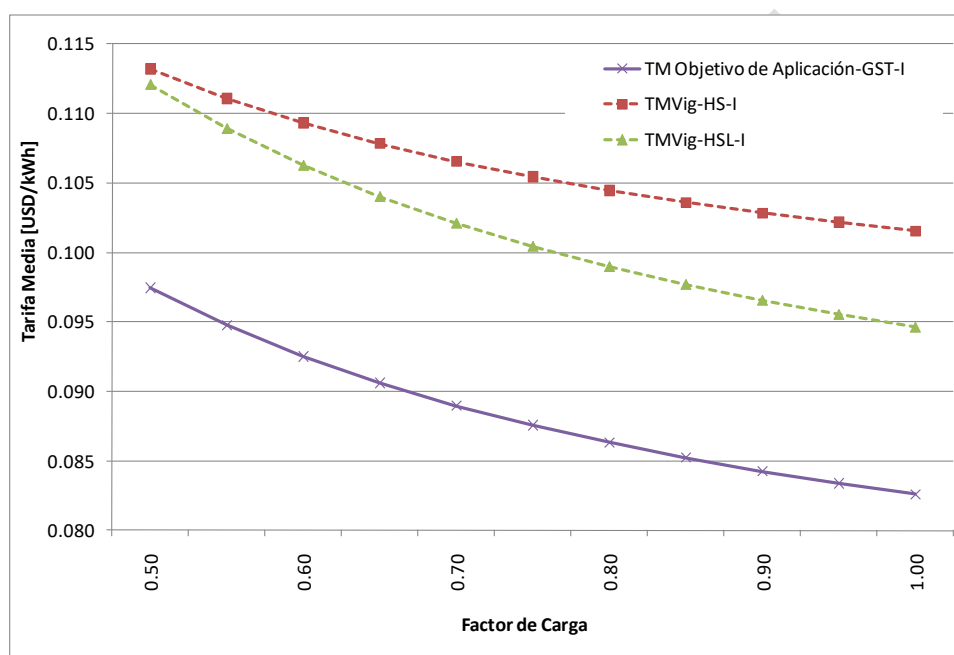


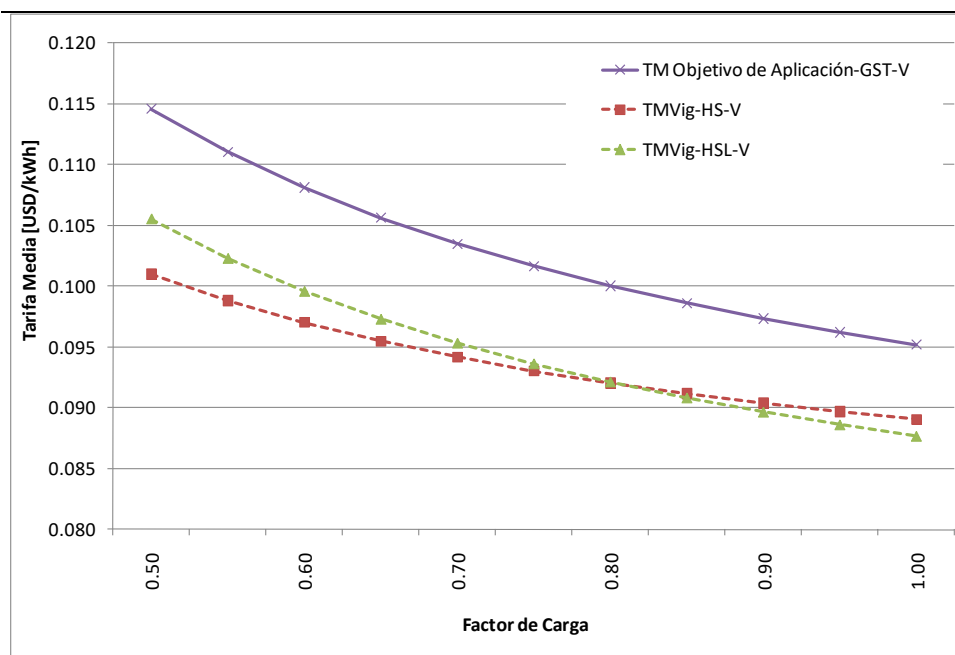
Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En ambos casos se observa que las rectas para las tarifas vigentes están invertidas respecto de la tarifa objetivo de aplicación, es decir, que para el caso de la tarifa vigente, el monto facturado para igual consumo es mayor en invierno que en verano, mientras que para la tarifa objetivo de aplicación el efecto observado es el contrario.

Adicionalmente, al igual que para el caso de la tarifa HM, se compararon las tarifas medias vigentes HS y HSL y objetivo de aplicación para un rango de factores de carga y para las estaciones de invierno y verano, obteniéndose las siguientes gráficas.

GRÁFICA 14 COMPARACIÓN TARIFAS HS Y HSL – FC VARIABLE





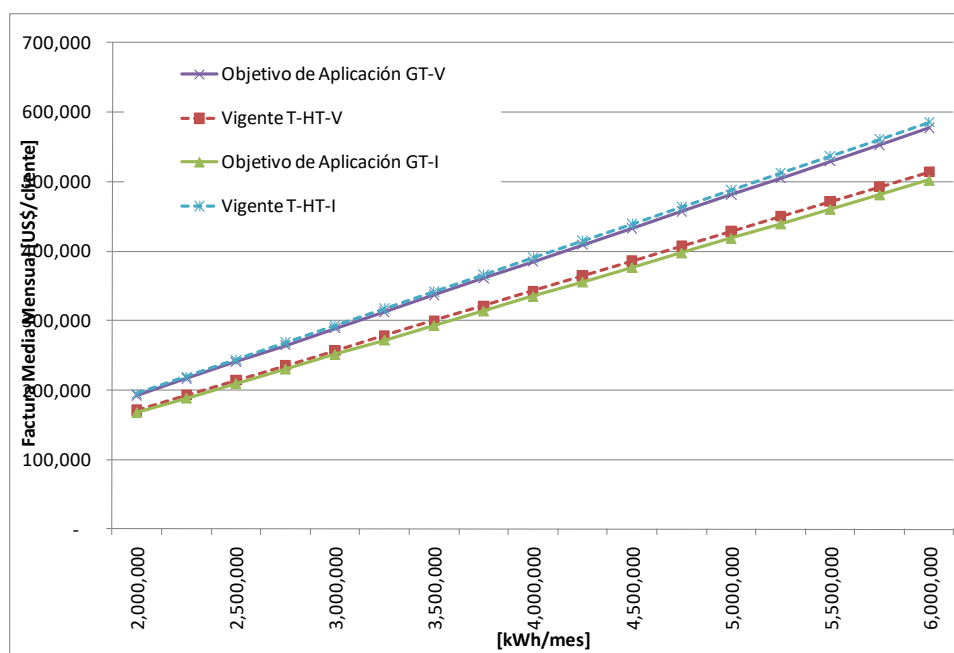
Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En los gráficos anteriores se verifica también que las tarifas vigentes en invierno son superiores a la objetivo de aplicación para cualquier factor de carga, y en el caso de verano se evidencia el efecto contrario.

Las tarifas HT y HTL se aplican a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión. Ambas tienen un cargo fijo por demanda facturable, y tres cargos variables por la energía consumida en cada bloque horario. Particularmente la tarifa HTL corresponde a usuarios de larga utilización.

Si comparamos la facturación de los cargos vigente y objetivos de aplicación por rangos de consumo de energía (a factor de carga constante) se obtienen las siguientes gráficas. Cabe aclarar que para el caso de HT el factor de carga utilizado es de 0.75 y el de HTL de 0.955.

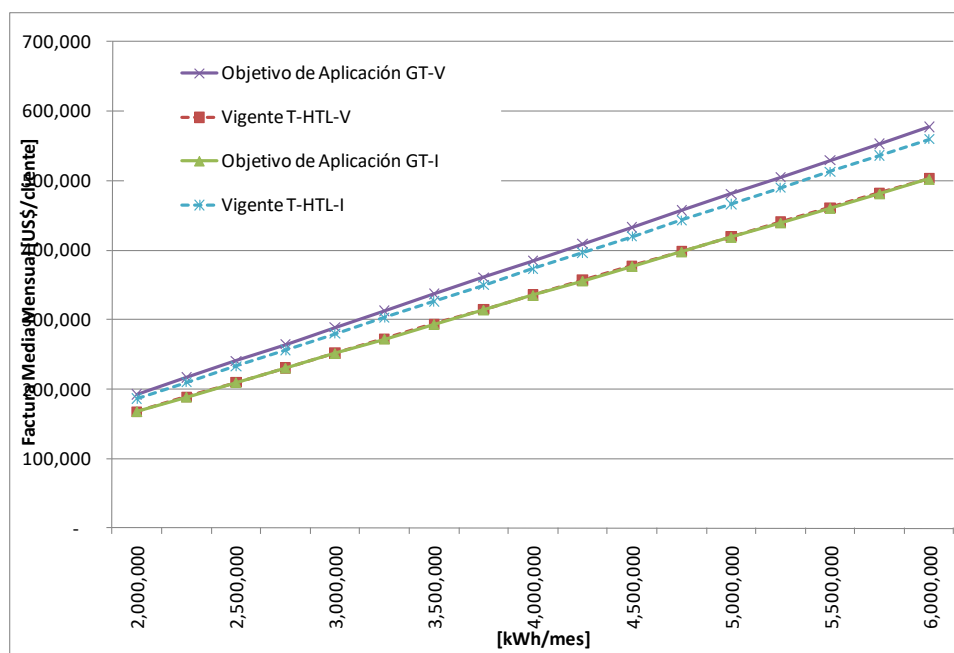
GRÁFICA 15 COMPARACIÓN TARIFAS T-HT EN AT



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Se observa que la factura media resultante de la tarifa vigente en el nivel de transmisión en verano es similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en invierno, mientras que la tarifa vigente en invierno produce un resultado muy similar al de la tarifa objetivo de aplicación GT en temporada de verano. Esto es coherente con el hecho de que las tarifas vigentes están diseñadas con el objeto de producir facturas menores en verano que en invierno, mientras que las tarifas teóricas están diseñadas sobre la base de los costos marginales, por lo cual implican facturas más altas en temporada de invierno.

GRÁFICA 16 COMPARACIÓN TARIFAS T-HTL EN AT

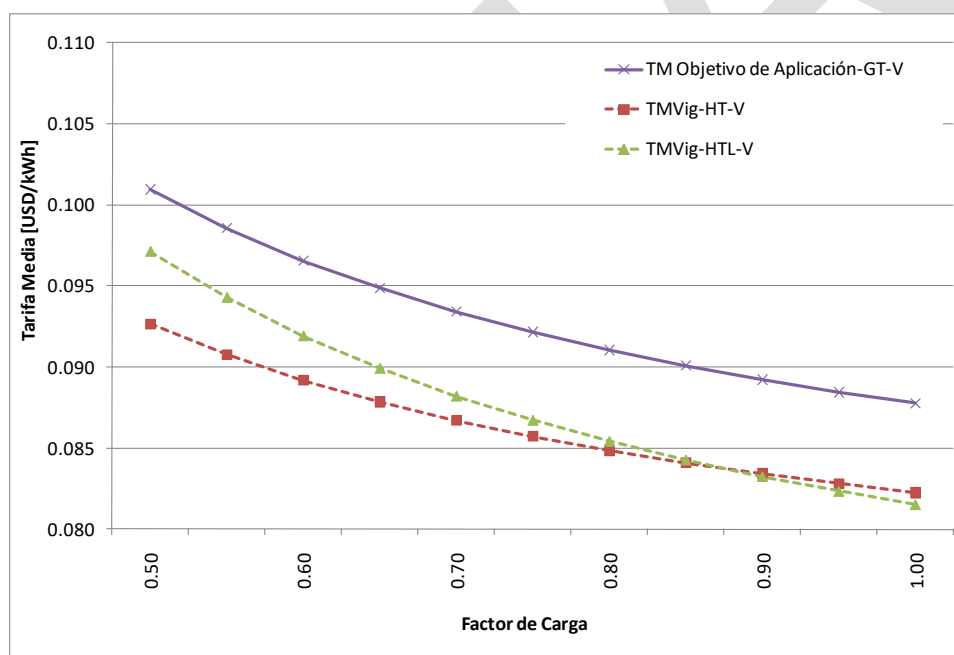
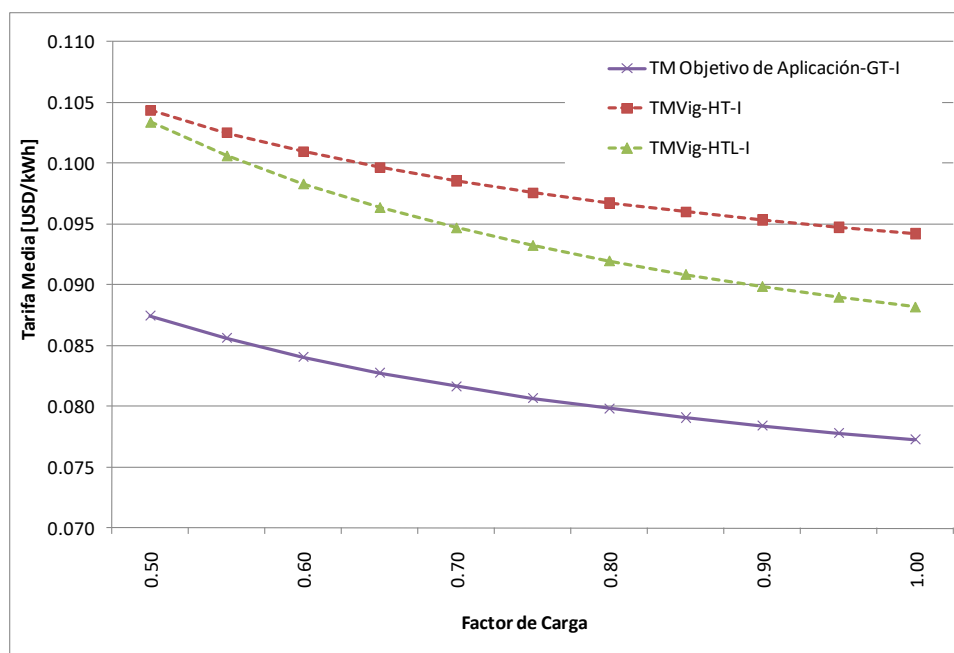


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Nuevamente, se observa que la factura media resultante de la tarifa vigente HT-L en verano es similar a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en invierno, mientras en invierno es similar a la objetivo de aplicación en verano.

Adicionalmente, para analizar el efecto de la tarifa media en función del factor de carga, realizaron las siguientes gráficas para las categorías HT y HST para las estaciones de invierno y verano.

GRÁFICA 17 COMPARACIÓN TARIFAS T-HTL EN AT – FC VARIABLE



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En los gráficos anteriores se verifica que las tarifas vigentes en invierno son superiores a la objetivo de aplicación para cualquier factor de carga, y en el caso de verano se evidencia el efecto contrario.

En la tabla y gráfica siguiente se compara el producto tarifario del año 2007 obtenido a partir de las tarifas vigentes y el que se hubiera obtenido mediante la aplicación de las tarifas objetivo de aplicación.

Cabe aclarar que para realizar correctamente la comparación entre ingresos, se incorporó en la categoría GT al volumen e ingresos asociados a las ventas de energía de CFE a exLFC (44.700 GWh), siendo que lo mismo se realizó para la tarifa objetivo de aplicación.

FINAL

TABLA 9 PRODUCTO TARIFARIO COMPARADO [MILLONES USD, AÑO 2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Tarifa Vigente [millones USD]		Tarifa Objetivo de Aplicación [millones USD]		Energía [kWh]	Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	TMV [USD/kWh]	TMO [USD/kWh]	Variación TM [%]
BT	6,285	32.21%	9,692	39.13%	53,699,252,174	BT	0.1170	0.180	54%
DB1	837	4.29%	2,754	11.12%	13,252,793,819	DB1	0.0631	0.208	229%
DB2	2,764	14.16%	4,612	18.62%	26,180,382,181	DB2	0.1056	0.176	67%
PDBT	2,027	10.39%	1,393	5.62%	8,715,973,670	PDBT	0.2325	0.160	-31%
GDBT	173	0.89%	267	1.08%	1,764,922,397	GDBT	0.0981	0.151	54%
APBT	445	2.28%	519	2.09%	2,719,283,504	APBT	0.1637	0.191	16%
RABT	40	0.20%	148	0.60%	1,065,896,603	RABT	0.0372	0.139	273%
MT	6,546	33.55%	7,929	32.01%	61,178,609,826	MT	0.1070	0.130	21%
GDMT	6,027	30.89%	6,957	28.08%	53,617,315,933	GDMT	0.1124	0.130	15%
APMT	222	1.14%	138	0.56%	879,556,496	APMT	0.2521	0.157	-38%
RAMT	298	1.53%	834	3.37%	6,681,737,397	RAMT	0.0445	0.125	180%
ST	1,860	9.53%	1,983	8.00%	20,676,302,000	ST	0.0900	0.096	7%
GST	1,860	9.53%	1,983	8.00%	20,676,302,000	GST	0.0900	0.096	7%
AT	4,821	24.71%	5,166	20.86%	59,588,084,000	AT	0.0809	0.087	7%
GT	4,821	24.71%	5,166	20.86%	59,588,084,000	GT	0.0809	0.087	7%
Total	19,513	100%	24,770	100%	195,142,248,000	Total	0.1000	0.127	27%

Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Si analizamos el caso particular de la tarifa DAC los resultados son los siguientes:

TABLA 10 COMPARACIÓN TARIFA MEDIA DAC [MILLONES USD, AÑO 2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	TMV [USD/kWh]	TMO hasta 150 kWh mes [USD/kWh]	TMO mayor a 150 kWh mes [USD/kWh]	Variación hasta 150 kWh mes	Variación mayor a 150 kWh mes
1 - 1F	0.0815	0.2078	0.1761	155%	116%
DAC	0.2259	-	0.1761		-22%

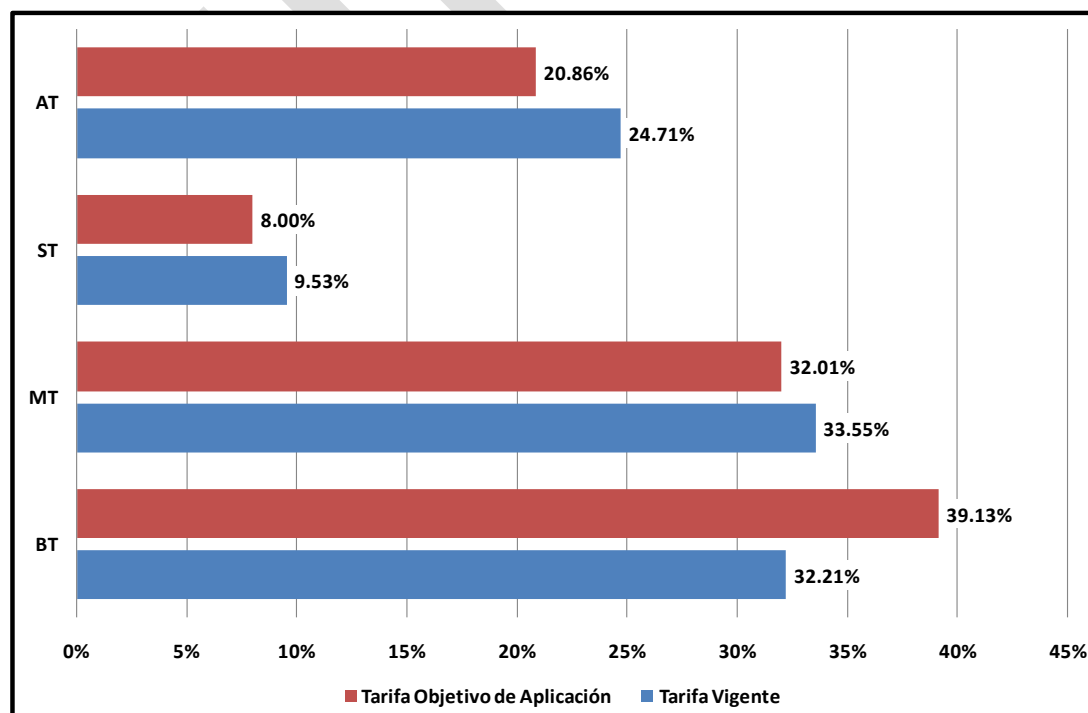
Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Los resultados del cuadro anterior permiten comparar la asignación de los costos de suministro a los distintos grupos de usuarios con las tarifas vigentes y las tarifas objetivo de aplicación.

Es posible observar que se incrementa la participación de las tarifas en BT en los ingresos totales, disminuyen las de las tarifas en MT y Subtransmisión, y las tarifas en AT muestran una ligera disminución.

Dadas las particularidades de la Región Baja California Sur, se ha realizado un análisis particular para dicha región, cuyos resultados se presentan en el ANEXO IV del presente estudio.

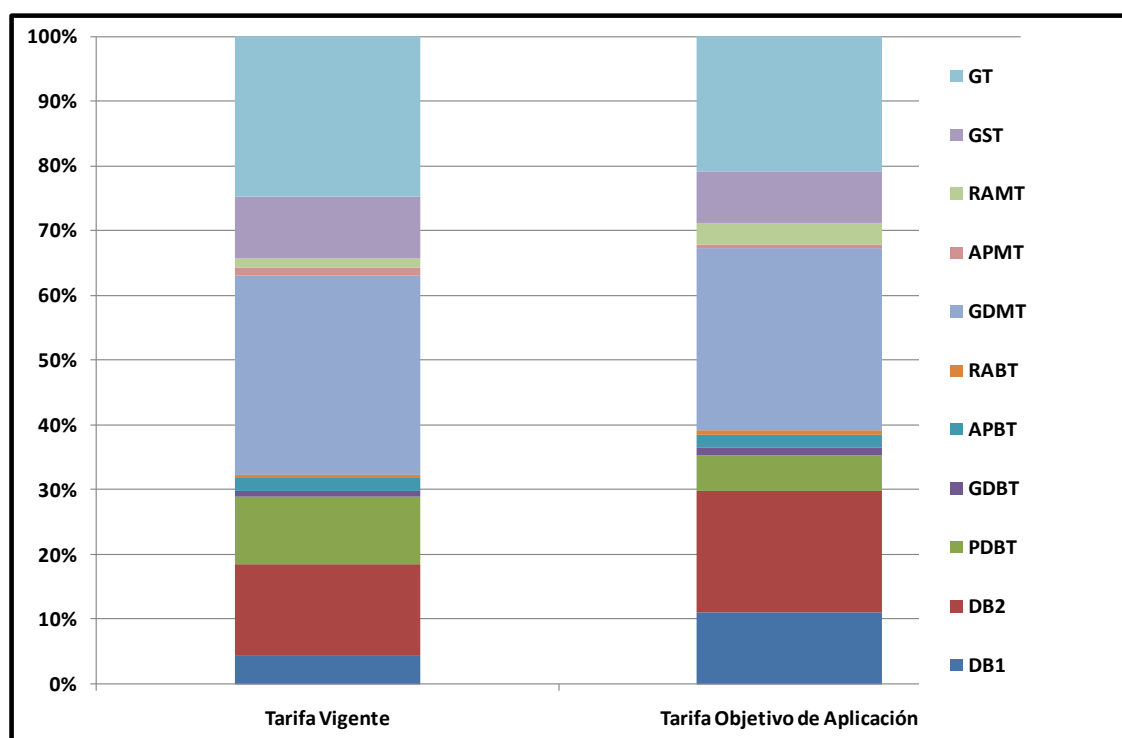
GRÁFICA 18 COMPARACIÓN DE INGRESOS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN



Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En la gráfica siguiente se muestra la comparación de la estructura de los Productos por tipo de tarifa. Se aprecia el crecimiento de las tarifas DB1 y DB2, y de las tarifas de riego agrícola (RABT y RAMT), actualmente muy subsidiadas. Así como la caída de las pequeñas demanda en BT, de las grandes demandas en MT y de las tarifas en el nivel de subtransmisión:

GRÁFICA 19 INGRESO COMPARADOS POR TIPO DE TARIFA



Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y cálculo de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

ANEXOS

REGIÓN TARIFARIA NORTE

ZONA CFE	DIVISIÓN CFE
CHIHUAHUA	Norte
CUAUHTEMOC	Norte
JUAREZ	Norte
DELICIAS	Norte
NUEVO CASAS GRANDES	Norte
TORREON	Norte
PARRAL	Norte
DURANGO	Norte
GOMEZ PALACIOS	Norte

REGIÓN TARIFARIA PENINSULAR

ZONA CFE	DIVISIÓN CFE
MERIDA	PENINSULAR
TICUL	PENINSULAR
CAMPECHE	PENINSULAR
CIUDAD DEL CARMEN	PENINSULAR
CHETUMAL	PENINSULAR
TIZIMIN	PENINSULAR
MOTUL	PENINSULAR
CANCUN	PENINSULAR
RIVIERA MAYA	PENINSULAR

REGIÓN TARIFARIA SUR

ZONA CFE	DIVISIÓN CFE
MORELIA	CENTRO OCCIDENTE
URUAPAN	CENTRO OCCIDENTE
ZAMORA	CENTRO OCCIDENTE
COLIMA	CENTRO OCCIDENTE
ZITACUARO	CENTRO OCCIDENTE
LAZARO CARDENAS	CENTRO OCCIDENTE
LA PIEDAD	CENTRO OCCIDENTE
PATZCUARO	CENTRO OCCIDENTE
APATZINGAN	CENTRO OCCIDENTE
MANZANILLO	CENTRO OCCIDENTE
JIQUILPAN	CENTRO OCCIDENTE
ZACAPU	CENTRO OCCIDENTE
CHILPANCINGO	CENTRO SUR
IGUALA	CENTRO SUR
MORELOS	CENTRO SUR
TOLUCA	CENTRO SUR
ALTAMIRANO	CENTRO SUR
VALLE DE BRAVO	CENTRO SUR
ACAPULCO	CENTRO SUR
ZIHUTANEJO	CENTRO SUR
POZA RICA	ORIENTE
JALAPA	ORIENTE
TEZIUTLAN	ORIENTE
VERACRUZ	ORIENTE

PAPALOAPAN	ORIENTE
LOS TUXTLAS	ORIENTE
COATZACOALCOS	ORIENTE
ORIZABA	ORIENTE
CORDOBA	ORIENTE
SAN CRISTOBAL	SURESTE
TUXTLA	SURESTE
OAXACA	SURESTE
HUATULCO	SURESTE
HUAJUAPAN	SURESTE
TAPACHULA	SURESTE
TEHUANTEPEC	SURESTE
VILLAHERMOSA	SURESTE
CHONTALPA	SURESTE
LOS RIOS	SURESTE
SAN JUAN DEL RIO	BAJIO
IRAPUATO	BAJIO
LEON	BAJIO
CELAYA	BAJIO
QUERETARO	BAJIO
SALVATIERRA	BAJIO
IXMIQUILPAN	BAJIO
AGUASCALIENTES	BAJIO
FRESNILLO	BAJIO
ZACATECAS	BAJIO
MATEHUALA	GOLFO CENTRO
SAN LUIS POTOSI	GOLFO CENTRO
HUEJUTLA	GOLFO CENTRO
TLAXCALA	CENTRO ORIENTE
TEHUACAN	CENTRO ORIENTE
MATAMOROS DE IZUCARD	CENTRO ORIENTE
SAN MARTIN TEXMELUCAN	CENTRO ORIENTE
TECAMACHALCO	CENTRO ORIENTE
PUEBLA PONIENTE	CENTRO ORIENTE
PUEBLA ORIENTE	CENTRO ORIENTE
GUADALAJARA	JALISCO
LOS ALTOS	JALISCO
CIENEGA	JALISCO
ZAPOTLAN	JALISCO
COSTA	JALISCO
MINAS	JALISCO
CHAPALA	JALISCO
SANTIAGO	JALISCO
TEPIC	JALISCO
VALLARTA	JALISCO

ANEXO II – ESTRUCTURA TEMPORAL DE LOS CARGOS TARIFARIOS QUE RECUPERAN LOS COSTOS DE CAPACIDAD

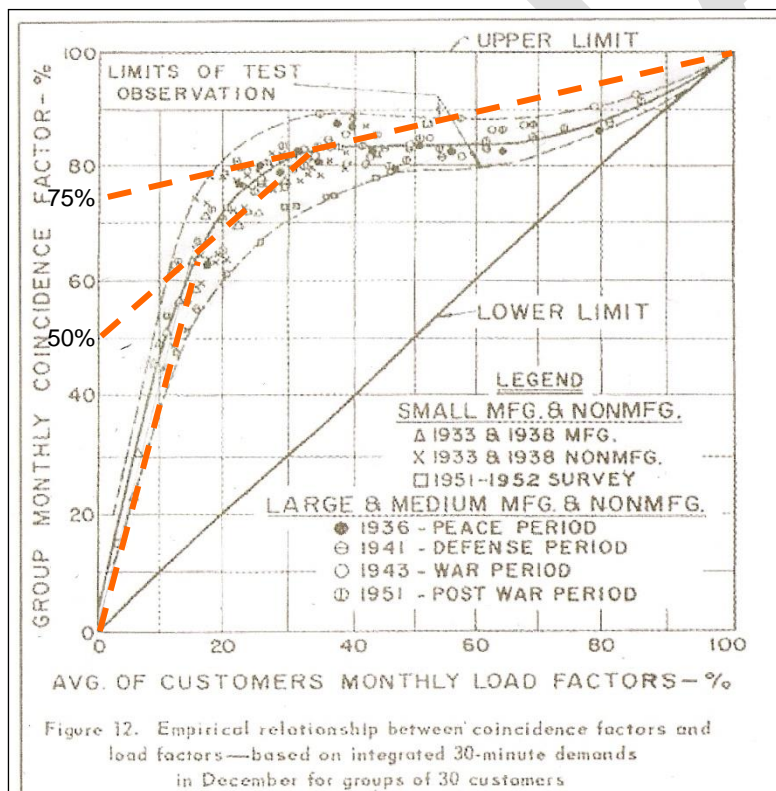
Asignación de costos de capacidad por kW en base anual

En el Informe 34 se han desarrollado las consideraciones generales referidas a la asignación de los costos de capacidad a distintas categorías tarifarias mediante fórmulas tarifarias teóricas que incorporan los factores de responsabilidad característicos. En particular el Anexo II de ese informe trata del factor de simultaneidad interno o intragrupo, introduciendo un punto de vista de análisis que se basa en la denominada *curva de Bary*.

En lo que sigue se amplía el tratamiento de la asignación de los costos de capacidad para relacionarlos con la estructura temporal - horaria y estacional - que deben reflejar las tarifas objetivo de aplicación para constituir señales de precio idóneas que induzcan en los usuarios comportamientos económicamente deseables.

También en esta ocasión el análisis se basa en las características que revela la curva de Bary, ilustrada en la siguiente figura.

GRÁFICA 20 CURVA DE BARY



Fuente: referencia bibliográfica MEC

En esta figura se inscribe una razonable aproximación de la curva de Bary en tres tramos rectos expresados sucesivamente con las funciones lineales: $y = 4 \cdot x$; $y = 0.5 + x$; $y = 0,75 + 0,25 \cdot x$, representadas en la figura por las rectas de trazo segmentado.

Esta aproximación lineal a trozos de la curva de Bary u otra similar, constituye la base conceptual para una segmentación de categorías tarifarias según el grado de utilización de la demanda máxima, generalmente referida a un período anual.

Por otra parte, en el caso de este estudio tarifario para México, la información empírica disponible sobre curvas de carga de los usuarios medianos y grandes en alta tensión (redes de transmisión, subtransmisión y media tensión) considerados en forma agregada por categoría tarifaria, presentan un factor de carga conjunto siempre comprendido en el rango 0.4 a 0.8. En este rango, la curva de Bary original sugiere que es razonable adoptar el único valor 0.84 como factor de simultaneidad interna para los fines prácticos de diseño de las fórmulas tarifarias. En la tarifa al usuario final resulta entonces un precio de potencia por kW de máxima demanda anual igual al 84% del costo de capacidad asignado por kW de la máxima demanda anual agregada de la categoría tarifaria en cuestión. Este criterio de tarificación de la potencia, teóricamente consistente y de muy simple y directa aplicación; es el básico que se ha adoptado en las fórmulas tarifarias propuestas.

Asignación temporal de costos de capacidad por kWh

Hay casos en los que por consideraciones singulares es recomendable o necesario modificar el criterio básico para enfatizar ciertas señales económicas hacia el usuario o para ofrecerle una tarifa más ajustada a su particular modalidad de consumo, la que puede ser inusualmente apartada de la pauta general de la categoría tarifaria que en principio le correspondería. Para estos casos se prevén opciones tarifarias.

Un caso es el de suministros en media tensión para irrigación, los que individualmente pueden tener un factor de carga anual bajo, aunque es en realidad bastante alto en los meses de riego intensivo. La opción tarifaria conveniente consiste en “energizar” el costo de capacidad asignable agregándolo al precio de la energía por kWh consumido. Este criterio corresponde a considerar el primer tramo ($y = 4 \cdot x$) en la aproximación linealizada de la curva de Bary que se presentó anteriormente. Pero además, para enfatizar la señal de racionalidad económica, se puede considerar que el costo de capacidad energizado tenga una mayor incidencia en el precio del kWh del bloque horario punta de la estación de riego y una menor (o ninguna) en el bloque horario base.

También, para acentuar la señal económica de precio de modo que sea más oneroso el consumo cuando es mayor el requerimiento de capacidad para el sistema en conjunto, se puede recurrir a energizar parte del costo de capacidad en esos momentos, aún en casos de categorías tarifarias que en forma agregada tienen un factor de carga anual elevado. Es entonces aplicable la tendencia indicativa de la aproximación linealizada $y = 0.75 + 0.25 \cdot x$ de la curva de Bary para factores de carga elevados. Este criterio significa que en la fórmula tarifaria de esa categoría tarifaria se considera el precio de la potencia al usuario final (medida o contratada) como si el factor de simultaneidad interna fuese 0.75 y, adicionalmente, el 25% restante del costo de capacidad por kW asignable a la categoría en conjunto se agrega al precio de la energía en las horas del día y en la estación del año de mayor requerimiento del sistema.

Por ejemplo, para Baja California esos horarios pueden ser los bloques de punta e intermedio del verano y de punta del invierno (en total unas 4100 horas por año); el resto de los bloques horarios no están asociados a altos requerimientos de capacidad del sistema y no corresponde por lo tanto cargar la energía consumida en esos momentos con el adicional de costo de capacidad.

Conceptualmente, para este ejemplo la distribución del costo de capacidad entre los cargos por potencia y por energía se puede estimar aproximadamente así:

Si de acuerdo a su responsabilidad en la máxima demanda del sistema a cierto grupo tarifario corresponde asignarle $p[\text{USD}/\text{kW-mes}]$ por la máxima demanda agregada del grupo, a nivel individual, a los usuarios de esa categoría se facturará a razón de $0.75 p[\text{USD}/\text{kW-mes}]$ por su máxima demanda y además se agregará al precio de la energía consumida en los bloques horarios mencionados un monto unitario de $0.25 p[\text{USD}/\text{kW-mes}] * 12[\text{mes/año}] / 4100[\text{h/año}] = 0.73 p[\text{USD}/\text{MWh}]$.

Sobre la segmentación tarifaria por uso de la máxima demanda anual

Es necesario señalar que los criterios de opciones tarifarias explicadas precedentemente difieren del de segmentación de categorías tarifarias por grado de utilización de la demanda máxima, aunque ambos se fundamentan conceptualmente en la consideración de las características que revela la curva de Bary. Las opciones tarifarias adoptadas establecen reglas de tarificación o fórmulas tarifarias considerando el agregado de las curvas de carga de una determinada categoría tarifaria y aplica por igual a todos los usuarios de esa categoría, mientras que la segmentación por uso de la demanda máxima se supone aplicable según sea la curva de carga de cada usuario en particular.

El criterio de la segmentación por uso puede aparecer como más deseable por ser “a la medida” de cada usuario, pero en la práctica es frecuentemente incierta la clasificación *a priori* correcta en el segmento tarifario adecuado y también sucede que cambia circunstancialmente la pauta de consumo (el factor de carga) lo que debería ocasionar una reclasificación. Esto hace que se compliquen las rutinas de facturación y además pueden resultar señales de precio “volátiles” o inadecuadas y más difíciles de interpretar correctamente por parte de los usuarios.

En cambio, las opciones tarifarias propuestas, por estar basadas en el conjunto o agregado de un buen número de usuarios de comportamiento similar, aunque no necesariamente idéntico, constituyen una misma fórmula tarifaria compartida por el colectivo de una determinada categoría. Esta fórmula es estable y refleja adecuadamente por largo tiempo los efectos económicos del comportamiento conjunto debido a que se consideran propiedades características estadísticamente determinadas al nivel de la curva de carga agregada. Resulta así una formulación de las tarifas que es más sencillo de administrar y también más fácil de interpretar por los usuarios y menos susceptible de inducir comportamientos erráticos u oportunistas.

ANEXO III – ESTRUCTURA TEMPORAL DE LOS CARGOS TARIFARIOS QUE RECUPERAN EL COSTO DE LA ENERGÍA

Información considerada

La estructura temporal de las tarifas no debe basarse solamente en las previsible variaciones que pueda presentar la demanda, sino en las variaciones del costo del servicio que aquéllas ocasionan. En éste influyen, además del comportamiento de la demanda, las condiciones operativas concretas del sistema eléctrico, sobre todo en lo que se refiere al parque de generación.

El dato que informa mejor sobre las variaciones temporales del costo de la generación es el costo marginal de corto plazo (CMCP), determinado principalmente por el costo del combustible de la unidad generadora marginal en cada hora. Por otra parte, como se ha dicho anteriormente, la base general para la determinación del nivel de las tarifas con racionalidad económica es el costo marginal a largo plazo (CMLP).

De manera que la estructura temporal del precio de la energía en las tarifas deberá reflejar el CMCP que se prevé en las condiciones operativas que corresponden al CMLP de generación.

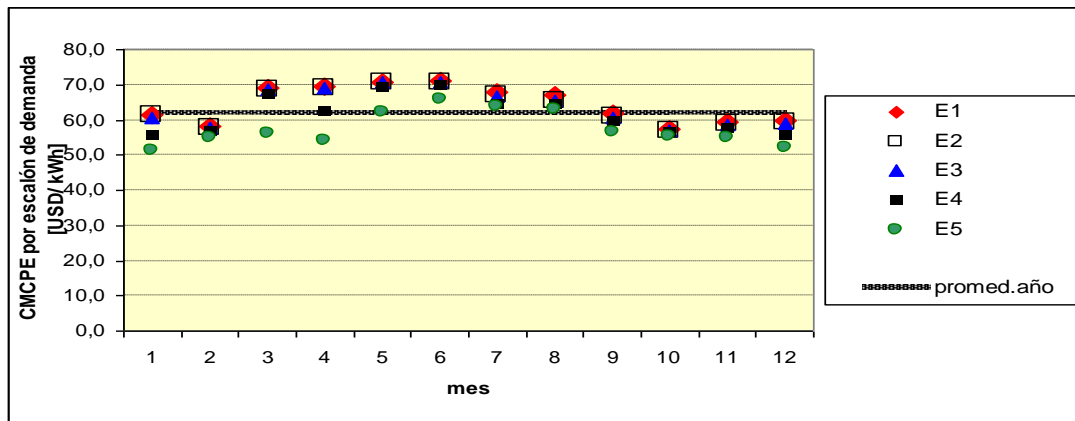
El CMLP de generación para calcular las tarifas se basa en los estudios de planeamiento desarrollados por CFE. Los estudios incluyen modelos de la operación horaria óptima del parque generador para cada año hasta el horizonte del planeamiento en el año 2018. Esos cálculos dan como resultado una estimación de CMCP en cada hora del año, aunque no en forma cronológica, sino en relación a las curvas monótonas mensuales de duración de carga, representadas en cinco bloques o escalones (designados E1...E5), según se muestra en el siguiente cuadro

MONÓTONAS MENSUALES DE DEMANDA - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DURACIÓN POR BLOQUE O ESCALÓN (horas)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
E1	12	3	9	9	25	53	64	23	15	9	12	14	248
E2	24	12	20	42	107	114	131	83	53	26	34	20	666
E3	361	275	302	300	256	237	226	303	322	348	265	264	3459
E4	278	196	227	233	215	225	221	250	250	242	205	340	2882
E5	69	186	186	136	141	91	102	85	80	119	204	106	1505
total	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760

El CMLP de generación adoptado es el promedio del resultado de los últimos cinco años en los estudios de planeamiento. La estructura temporal de las tarifas se basa en el promedio del CMCP en ese mismo período del planeamiento, presentado en el cuadro y gráfica siguientes

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
PROMEDIO 2013-2018 DEL CMCP DE GENERACIÓN SEGÚN MODELO DE PLANEAMIENTO DEEM
USD / MWh

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	sept.	octubre	nov.	dic.
E1	61,5	58,2	69,1	69,3	70,8	71,2	68,0	66,9	61,7	57,5	59,4	59,8
E2	61,3	57,8	68,9	69,1	70,7	70,9	67,3	65,5	61,0	57,1	59,0	59,5
E3	60,8	57,7	68,6	69,0	70,6	70,8	66,8	65,3	60,5	56,8	58,6	59,0
E4	55,7	57,2	67,5	62,4	69,5	70,0	64,5	64,7	59,8	56,7	57,7	55,7
E5	51,4	54,9	56,2	54,0	62,3	66,0	63,7	63,2	56,7	55,5	54,9	52,1
promedio	58,0	56,8	65,2	64,1	68,7	70,0	65,9	64,9	59,9	56,6	57,3	56,5



Modifiquen la escala de las ordenadas para que se distingan los puntos graficados, por ejemplo, grafiquen entre 40 y 80.]

[Poner un texto que explique los 9 dólares de diferencia]

El CMCP promedio general del año es 62,02 USD/MWh. Refiriendo a este valor el CMCP que corresponde a cada bloque o escalón de demanda por mes, se obtiene el índice de estructura temporal que deberá ser reflejado en la estructura de las tarifas para el precio de la energía.

Cabe señalar que los valores de CMCP así como el valor de referencia 62,02 USD/kWh informados como resultado de los cálculos del planeamiento, han sido utilizados directamente para calcular índices relativos de estructura temporal. No es necesario para esto ajustar los valores a los precios de combustible del año 2007, base del estudio tarifario, porque evidentemente la estructura de índices relativos se conserva al aplicar un multiplicador de ajuste de precios único.

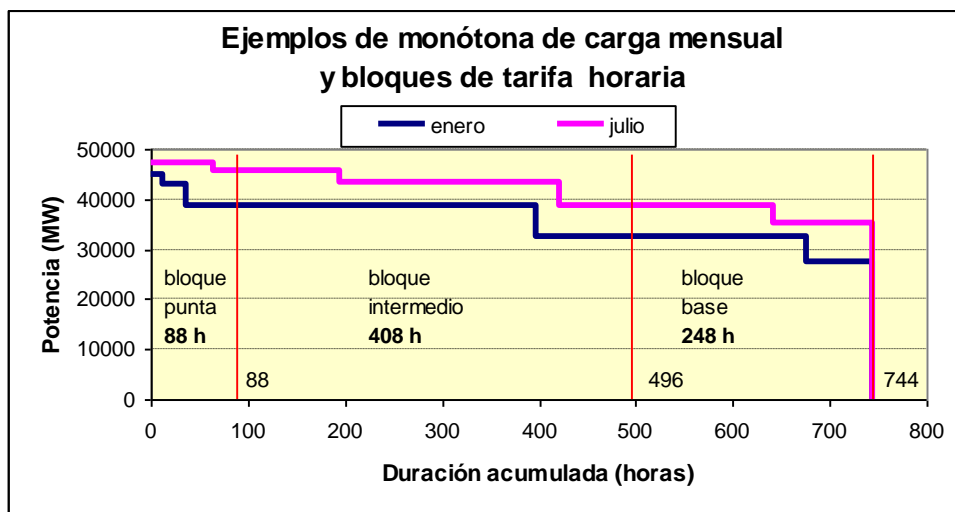
Índices de estructura temporal

Como las tarifas deben ser lo suficientemente simples para que sean fácilmente interpretadas por los usuarios, los bloques tarifarios temporales no pueden ser numerosos. Para México se han adoptado en principio tres bloques diarios en dos períodos estacionales; esto es, en total seis valoraciones del costo de la energía a lo largo del año.

Los bloques diarios son: base, las 7 horas de menor demanda de todos los días (comprendidas en los escalones E5 y E4 de las monótonas mensuales); punta, las 5 horas de mayor demanda en los días

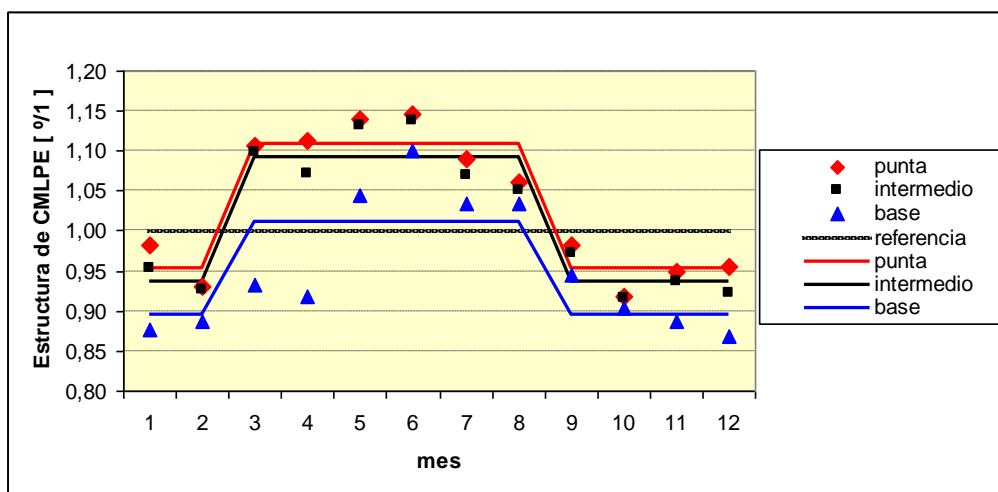
laborables (comprendidas en los escalones E1, E2 y, eventualmente, E3); intermedio, el resto de las horas.

Como ejemplo, la figura siguiente ilustra la segmentación de las monótonas de demanda mensual de los meses de enero y julio en los tres bloques diarios. Ambos meses son de 744 h, de modo que se considera que en cada mes corresponden al bloque base las 248 h de menor demanda, al bloque punta las 88 h de mayor demanda y las 408 h restantes constituyen el bloque intermedio.



En cada mes se calcula el CMCP de los bloques tarifarios diarios ponderando el valor correspondiente a los escalones de la monótona de demanda según su participación en la cantidad de horas que el bloque totaliza en el mes.

Refiriendo los CMCP de los bloques tarifarios diarios al promedio anual, se determinan los índices de estructura que deberá reflejar la tarifa. La gráfica siguiente muestra, para cada uno de los 12 meses del año, los puntos que representan los índices de estructura correspondientes al costo marginal de corto plazo de energía (CMCPE por unidad) para los tres bloques diarios y también, con líneas continuas, los promedios temporales de estos índices en los dos períodos estacionales.



En la gráfica anterior se observa que el índice de estructura de los CMLPE que corresponde a cada bloque tarifario varía en los distintos meses del año. Es esta variabilidad la que debe considerarse para establecer una diferenciación estacional en la estructura tarifaria.

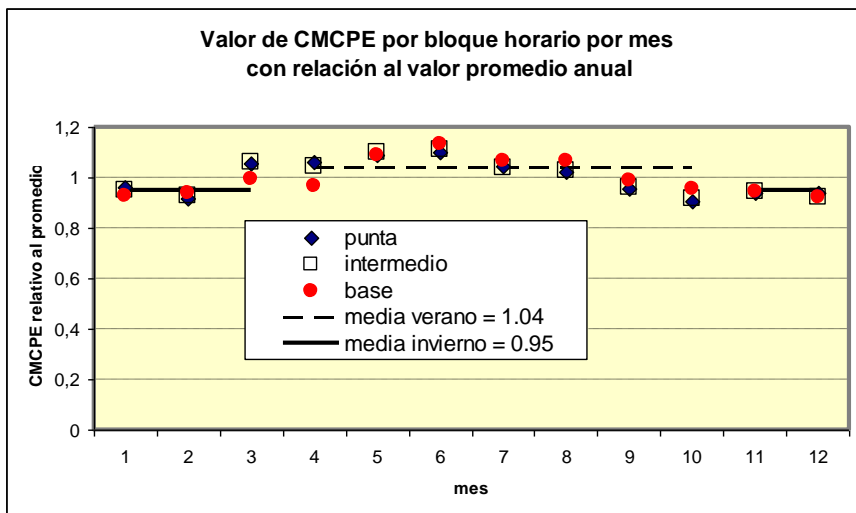
Para diferenciar los dos períodos estacionales, se promedian por una parte los índices de estructura de los bloques diarios en los meses consecutivos con valores superiores y por otra aquéllos con valores inferiores. Se obtienen así los factores de estacionalidad que aplicarán en las dos estaciones a los tres bloques tarifarios, como ilustran las líneas continuas en el gráfico precedente. El CMLPE multiplicado por estos factores da los precios de energía de las tarifas.

Factor de estacionalidad de la energía en tarifas objetivo de aplicación

Tomando como base los indicadores de la estructura temporal de precios marginales de la energía, se calcula el factor de estacionalidad en las fórmulas adoptadas para las tarifas objetivo de aplicación, con las siguientes consideraciones:

- el período estacional “verano” comprende los meses consecutivos de abril a octubre y el resto es “invierno” (se conserva así el criterio de las tarifas vigentes, con cambios de estación convencionales coincidentes con el cambio de huso horario oficial)
- el factor de estacionalidad aplicado es el mismo para los tres bloques horarios de energía punta, intermedio y base (justificado según se explica a continuación)

En la siguiente figura se representan los valores relativos de los precios de energía (o de los índices de estructura temporal) en cada bloque horario de cada mes con referencia al valor promedio anual del respectivo bloque horario. Se observa que las variaciones mensuales presentan prácticamente la misma estructura temporal para los tres bloques horarios, por lo que basta considerar un único factor de estacionalidad para la energía en las fórmulas tarifarias. Calculando los promedios de los siete meses de verano y de los cinco meses de invierno, se obtienen, respectivamente, los factores de estacionalidad 1.04 y 0.95.

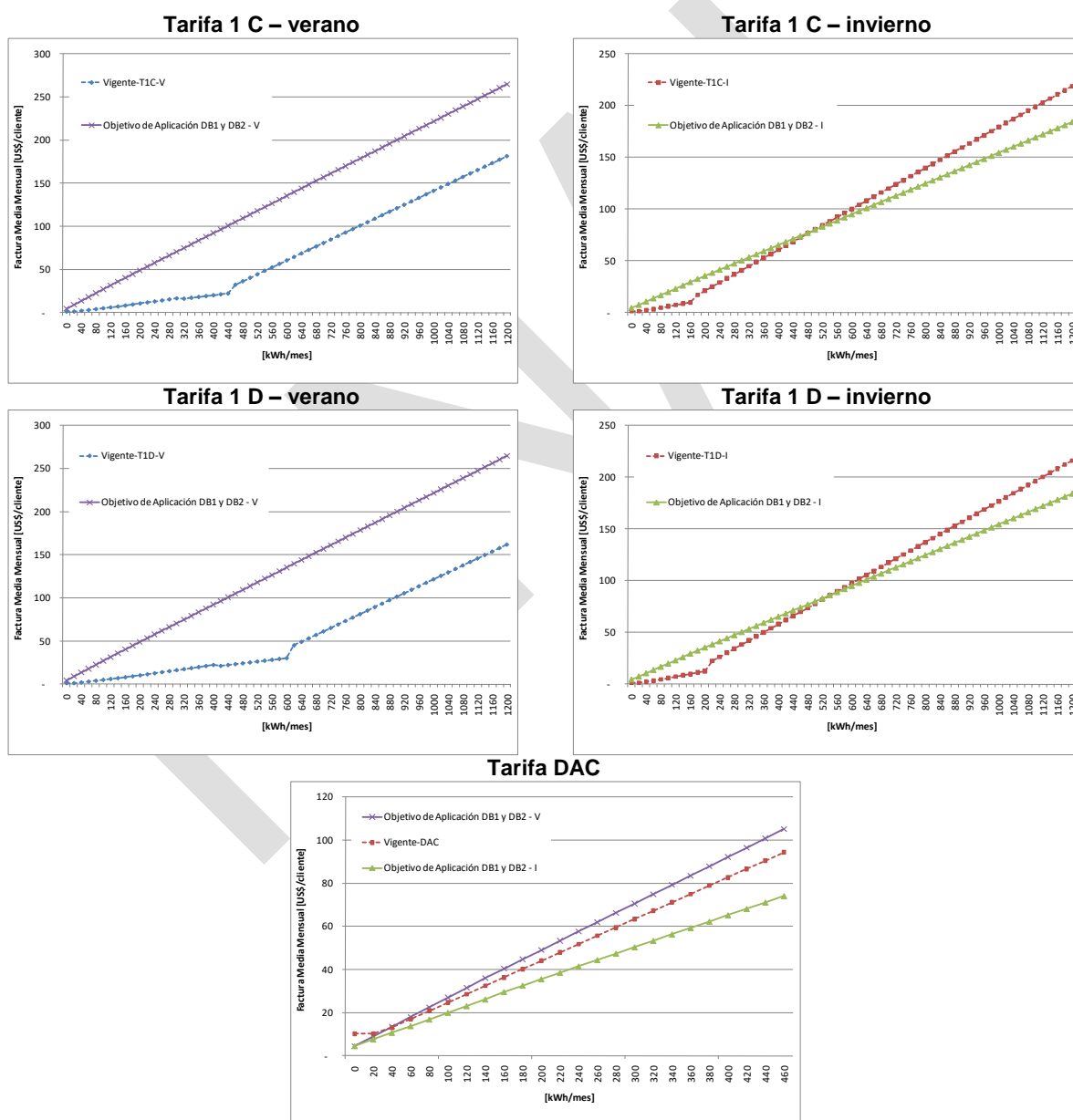


ANEXO IV – COMPARACIÓN FACTURA MEDIA PARA LA REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR

Dadas las particularidades de la Región Baja California Sur, se ha realizado un análisis particular para dicha región, cuyos resultados se presentan en este anexo.

En la gráfica siguiente se muestran las facturas medias típicas considerando las tarifas vigentes 1C, 1D y DAC y su comparación con las facturas medias considerando la correspondiente tarifa objetivo de aplicación:

GRÁFICA 21 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFAS DOMÉSTICAS 1C, 1D Y DAC



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

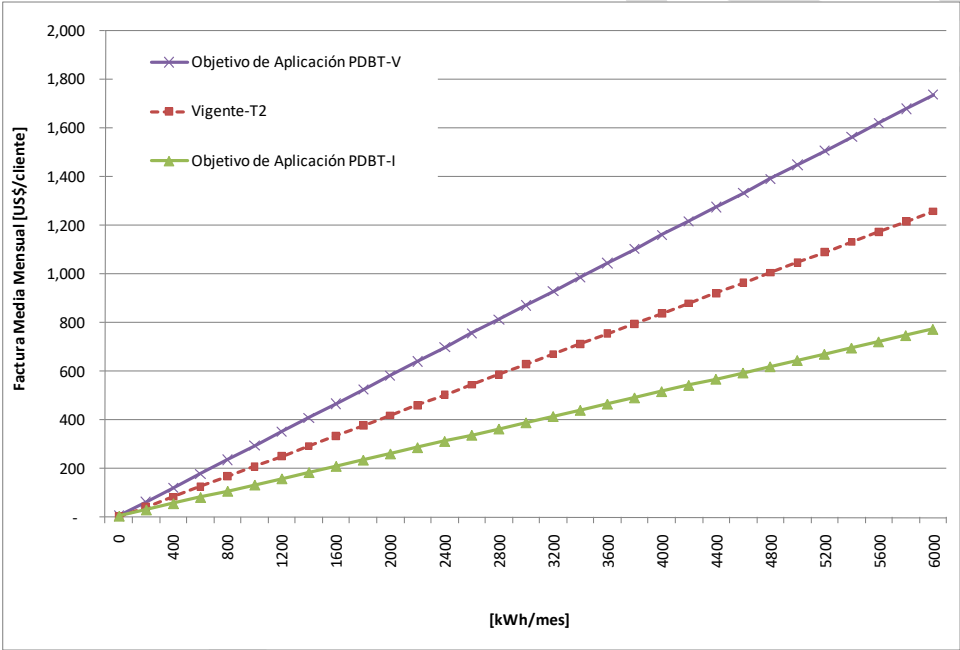
Se observa que en el caso de la región tarifaria BCS los límites en temporada de invierno (puntos de cruce entre las facturas medias a tarifa vigente y a tarifa objetivo de aplicación se alcanzan en 500 kWh/mes en el caso de la tarifa vigente 1C, y en 540 kWh/mes en el caso de la tarifa vigente 1D.

En ambos casos, en temporada de verano la factura media a tarifa vigente es siempre inferior a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación.

La tarifa vigente DAC produce una factura media superior a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en invierno, pero menor que la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en verano.

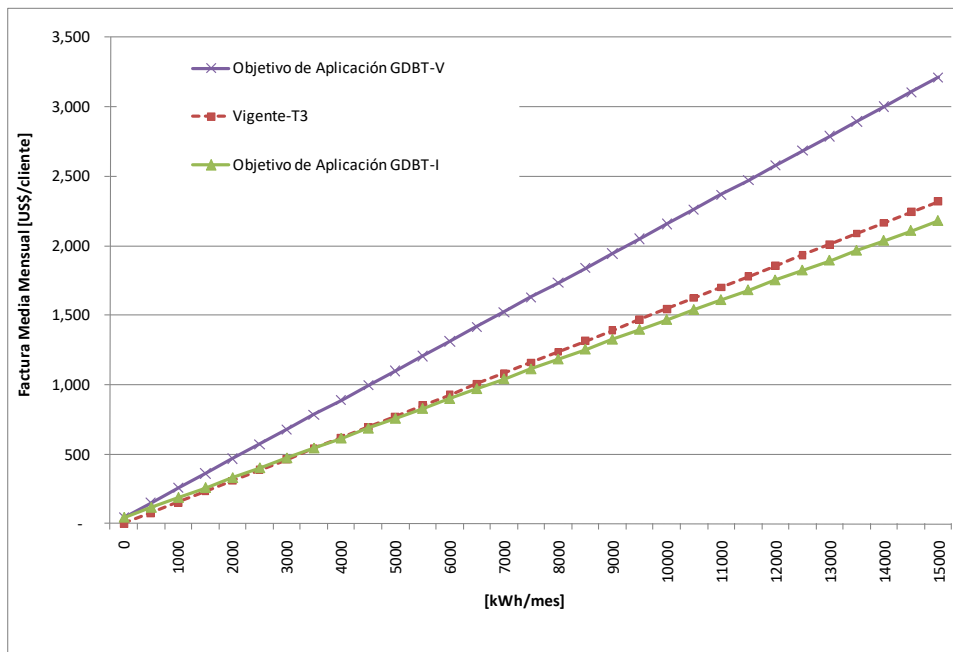
En las siguientes gráfica se presenta la comparación entre la factura media resultante de las tarifas vigentes 2 y 3 y la resultante de la tarifa objetivo de aplicación

GRÁFICA 22 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFA 2



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

GRÁFICA 23 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFA 3

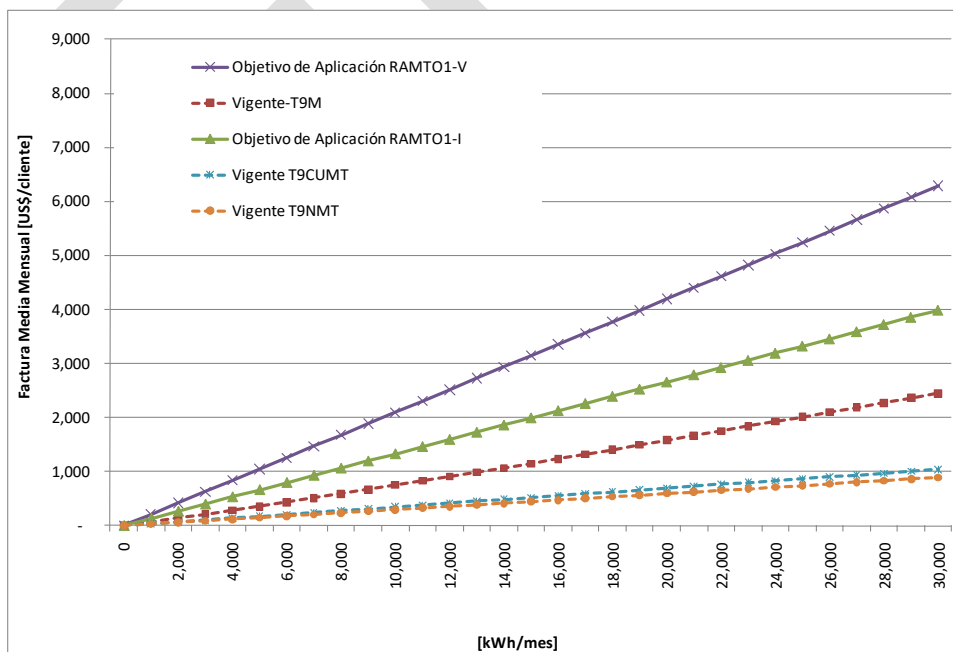


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Se observa que ambas tarifas vigentes producen una factura media superior a la resultante de la correspondiente tarifa objetivo de aplicación en invierno pero inferior a la de verano.

En la gráfica siguiente se presenta una comparación de la factura media a tarifa vigente resultante de las tarifas de riego agrícola en MT y las correspondientes tarifas objetivo de aplicación.

GRÁFICA 24 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFAS 9M, 9N Y 9CU EN MT

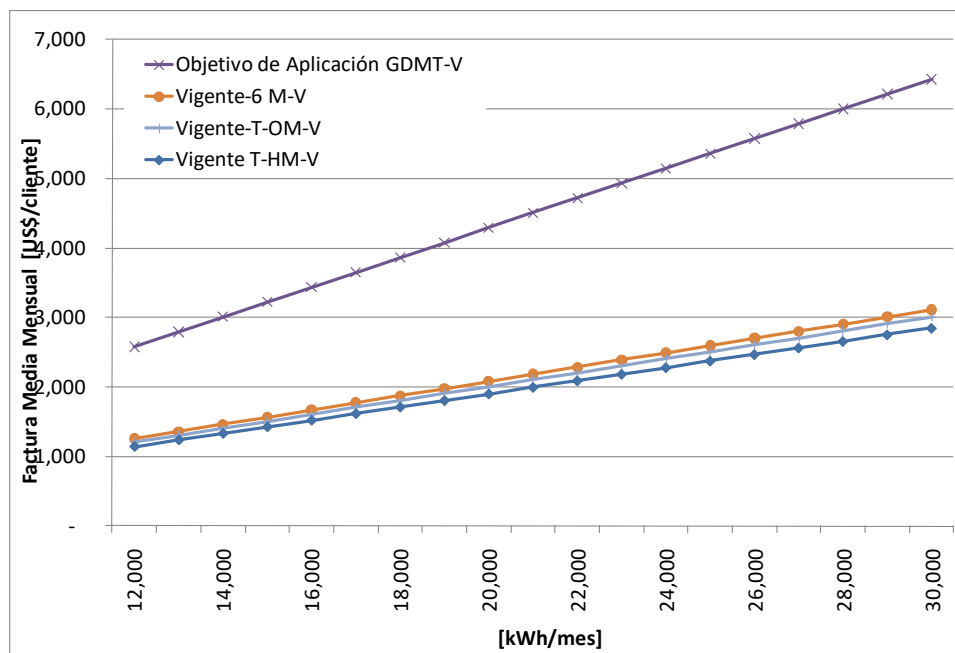


Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Se observa que en todos los casos las tarifas vigentes producen facturas medias inferiores a las resultantes de las tarifas objetivo de aplicación.

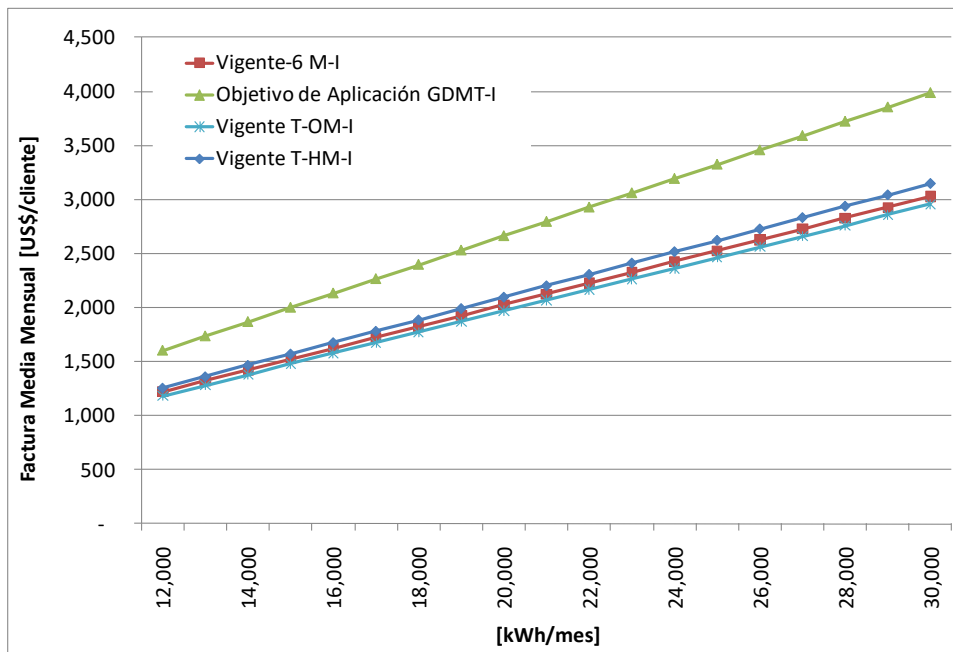
En las dos gráficas siguientes se muestra la comparación de las facturas medias a tarifa vigente 6 (en MT), O-M y H-M; y a tarifa objetivo de aplicación, en temporada de verano y de invierno:

GRÁFICA 25 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFAS 6, O-M Y H-M EN MT (VERANO)



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

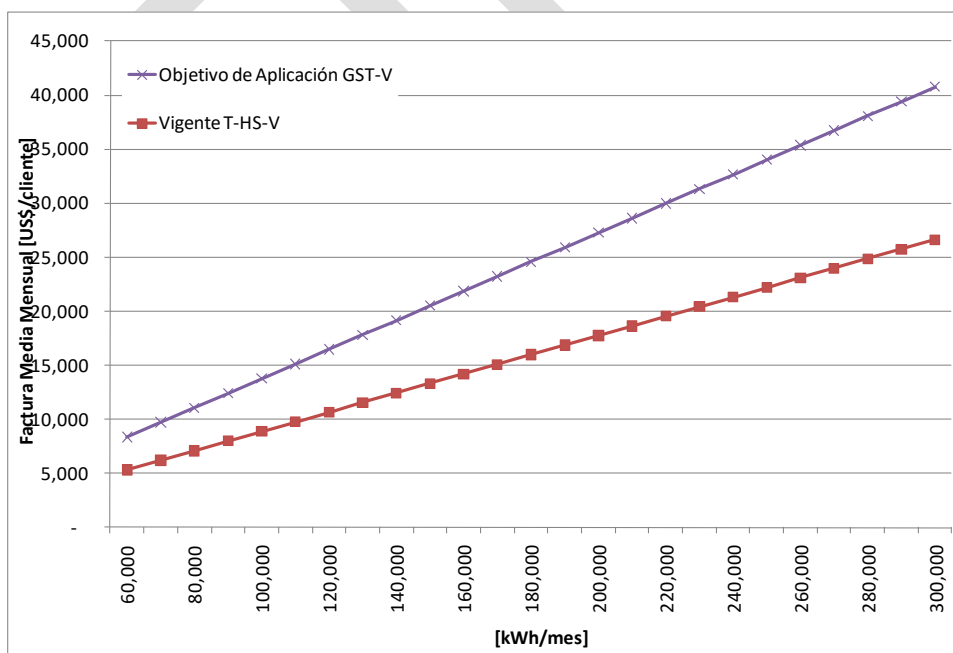
GRÁFICA 26 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFAS 6, O-M Y H-M EN MT (INVIERNO)



Se observa que las tarifas vigentes producen facturas medias inferiores a las resultantes de las tarifas objetivo de aplicación. Esta diferencia es mayor en verano que en invierno.

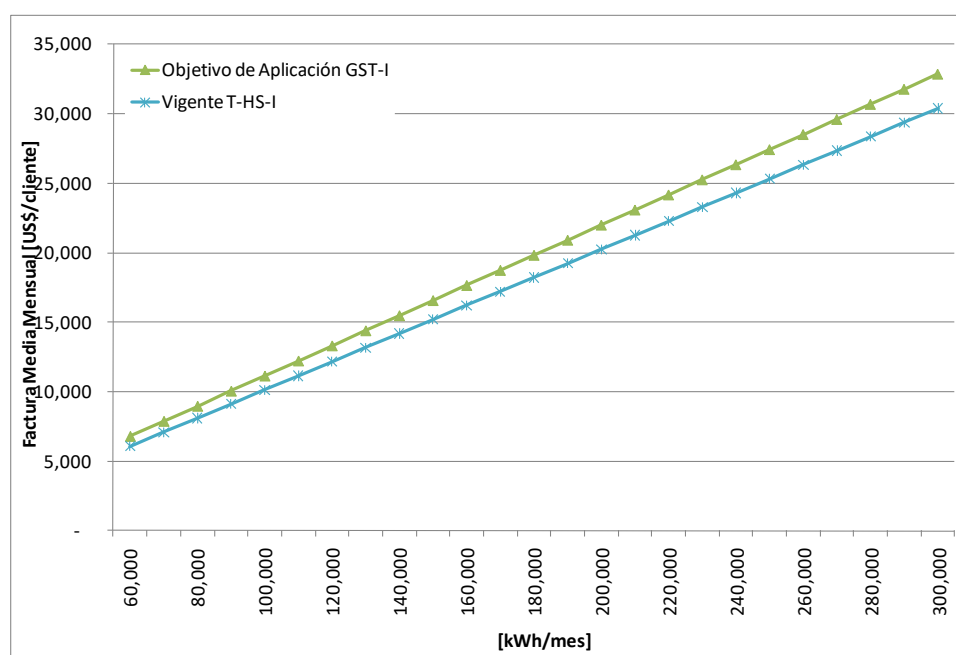
En la gráfica siguiente se muestra la comparación de las facturas medias a tarifa vigente y a tarifa objetivo de aplicación para el caso de las tarifas en el nivel de subtransmisión, en ambas estaciones:

GRÁFICA 27 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFA T-HS EN AT (VERANO)



Fuente: estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

GRÁFICA 28 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN TARIFA T-HS EN AT (INVIERNO)



Se observa que la tarifa vigente HS producen una factura media inferior a la resultante de la tarifa objetivo de aplicación en ambas estaciones, muy especialmente en verano.

En la tabla y gráfica siguiente se compara la tarifa media vigente y la tarifa media objetivo de las estaciones de verano e invierno del año 2007, para el caso de la región tarifaria BCS.

TABLA 11 ANEXO IV – REGIÓN BCS: TARIFA MEDIA COMPARADA

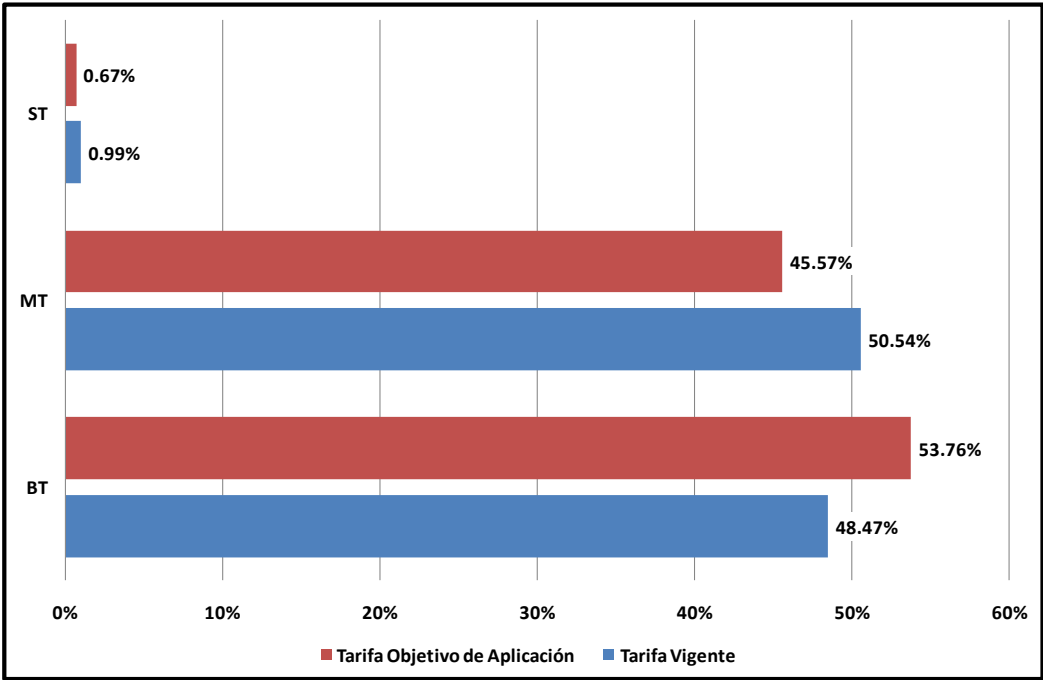
Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Verano			Invierno		
	Tarifa Vigente [USD/kWh]	Tarifa Objetivo de Aplicación [USD/kWh]	Variación Tarifa Media [%]	Tarifa Vigente [USD/kWh]	Tarifa Objetivo de Aplicación [USD/kWh]	Variación Tarifa Media [%]
BT	0.130	0.236	81.5%	0.139	0.168	20.4%
DB1	0.091	0.257	182.8%	0.102	0.171	66.8%
DB2	0.104	0.234	125.0%	0.117	0.174	48.4%
PDBT	0.229	0.255	11.2%	0.234	0.167	-28.7%
GDBT	0.133	0.211	58.8%	0.128	0.144	11.8%
APBT	0.174	0.187	7.6%	0.166	0.145	-12.6%
RABT	0.038	0.225	496.5%	0.048	0.147	206.1%
MT	0.153	0.595	289.8%	0.083	0.145	73.7%
GDMT	0.170	0.229	34.1%	0.094	0.148	57.2%
APMT	0.174	0.158	-9.1%	0.166	0.117	-29.3%
RAMT	0.039	0.208	429.9%	0.031	0.133	328.9%
ST	0.159	0.178	11.7%	0.076	0.112	47.4%
Total	0.141	0.230	63.66%	0.112	0.156	39.29%

Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

Los resultados del cuadro anterior permiten observar que en temporada de verano la diferencia entre la tarifa media vigente y la tarifa media objetivo de aplicación es mayor.

En verano es posible observar que, al igual que en el caso del SIN, se incrementa la participación de las tarifas en BT en los ingresos totales, disminuyen las de las tarifas en MT y Subtransmisión, y las tarifas en AT muestran una ligera disminución.

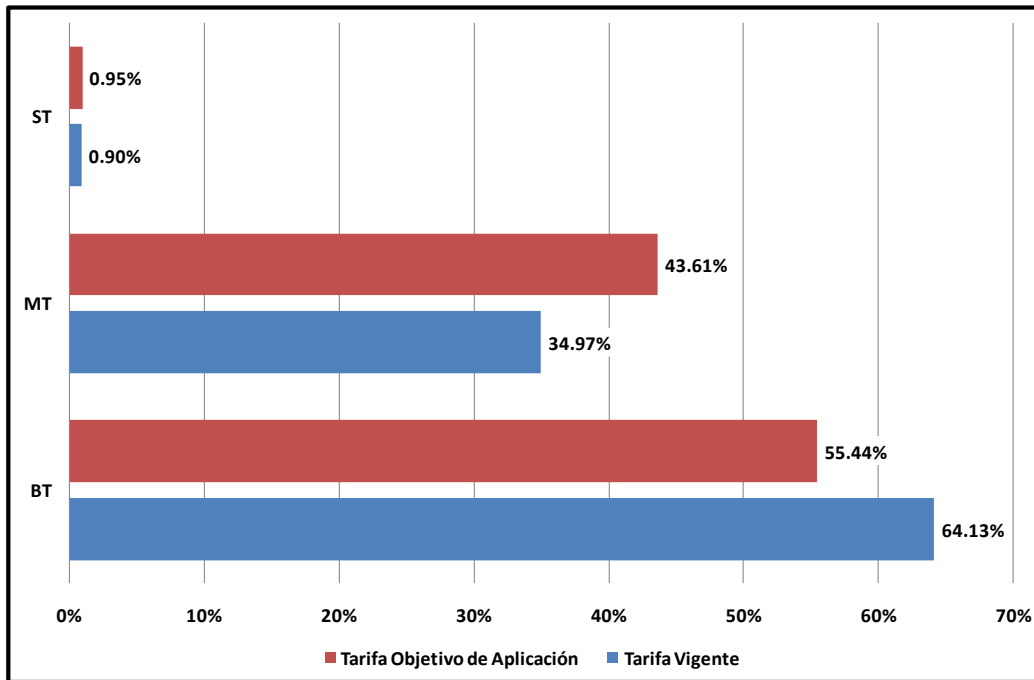
GRÁFICA 29 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN DE INGRESOS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN (VERANO)



Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.

En invierno, por su parte, se aprecia lo contrario: disminuye la participación de las tarifas en BT en el producto total, y aumenta la de las tarifas en MT:

GRÁFICA 30 ANEXO IV – REGIÓN BCS: COMPARACIÓN DE INGRESOS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN (INVIERNO)



Fuente: CFE (archivos CAVEZO 2007) y estimación de MEC sobre la base de las tarifas objetivo de aplicación propuestas y los cuadros tarifarios de CFE vigentes. Año 2007.