



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda

Informe Final

Preparada para



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

Diciembre, 2020

A 0575 | CREG

Tabla de contenido

ESTRATEGIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS DE SEÑALES DE PRECIOS Y CARGOS HORARIOS A LOS USUARIOS FINALES EN EL SIN, PARA SER UTILIZADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	7
1. INTRODUCCIÓN	7
2. ALCANCE DEL INFORME.....	7
3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN TARIFAS Y CARGOS POR TIEMPO DE USO	9
3.1. Metodología de análisis	9
3.2. Tipos de tarifas horarias aplicadas al sector residencial	9
3.3. El caso de Brasil	12
3.3.1. Tarifas horarias en la Baja Tensión (“tarifa blanca”)	12
3.3.2. Tratamiento a los usuarios de bajos ingresos: tarifa social de energía.....	17
3.3.3. Tarifas por hora y temporada para consumidores en MT y AT (tarifas “azul” y “verde”).....	18
3.3.4. Movilidad Eléctrica.....	20
3.4. El caso de Uruguay	22
3.4.1. Costos de generación y bloques horarios	22
3.4.2. Tarifas para el sector Residencial	23
3.4.3. Tarifas para pequeñas cargas del sector Comercial en BT	27
3.4.4. Tarifas para cargas medianas y grandes (Industriales y Comercial)	27
3.4.5. Tarifas para Alumbrado Público	28
3.4.6. Tarifa para Vehículos Eléctricos.....	29
3.4.7. Cargos por Energía Reactiva.....	29
3.4.8. Tarifas y calidad del servicio	30
3.5. El caso del Perú (Lima).....	30
3.5.1. Opciones tarifarias.....	32
3.5.2. Condiciones Generales de aplicación de las Opciones Tarifarias	33
3.5.3. Condiciones Tarifarias específicas	34
3.5.4. Bajos Ingresos.....	36
3.5.5. Electromovilidad	36
3.6. El caso de España (Madrid)	37
3.6.1. Tarifas residenciales.....	37
3.6.2. Tarifas para movilidad eléctrica.....	38
3.6.3. Tarifas para usuarios de bajos ingresos	39
3.6.4. Tarifas Prepagas	40
3.7. El caso de Italia (Roma)	40
3.7.1. Descripción del esquema.....	40
3.7.2. Tarifas duales.....	41

3.7.3. <i>Bajos Ingresos</i>	42
3.7.4. <i>Vehículos eléctricos</i>	42
3.8. El caso de Nueva York	44
3.8.1. <i>Suministro de Energía</i>	44
3.8.2. <i>Servicio Regulado de Transmisión</i>	44
3.8.3. <i>Componente Regulado Distribución</i>	44
3.8.4. <i>Movilidad Eléctrica</i>	45
3.8.5. <i>Tarifas para Usuarios con Bajos Ingresos</i>	47
3.9. El caso de Ontario	47
3.9.1. <i>Cargo por energía (electricity charge)</i>	47
3.9.2. <i>Costos de suministro de energía (Delivery Charge)</i>	51
3.9.3. <i>Electromovilidad</i>	52
3.9.4. <i>Tarifas para Usuarios con Bajos Ingresos</i>	53
3.9.5. <i>Esquemas Prepagos de Energía Eléctrica</i>	53
3.10. El caso de Australia (Sydney).....	54
3.10.1. <i>Tarifas de Energía</i>	54
3.10.2. <i>Electromovilidad</i>	55
3.10.3. <i>Programas para usuarios de bajos ingresos</i>	56
3.11. Resumen de las Experiencias Internacionales.....	57
4. FÓRMULA VIGENTE ARA DETERMINAR EL CARGO UNITARIO (CU).....	63
4.1. Resoluciones CREG	63
4.1.1. <i>Resoluciones CREG N° 031 y 079 de 1997</i>	63
4.1.2. <i>Resolución CREG N° 119/2007</i>	64
4.1.3. <i>Resolución CREG N° 068 de 2008</i>	68
4.1.4. <i>Resolución CREG N° 011 de 2009</i>	69
4.1.5. <i>Resoluciones CREG N° 029 y 039 de 2016</i>	70
4.1.6. <i>Resolución CREG N° 015/2018</i>	71
4.1.7. <i>Resolución CREG N° 030 de 2018</i>	73
4.1.8. <i>Resolución CREG N° 36 de 2019</i>	74
4.1.9. <i>Resolución CREG N° 155 de 2019</i>	74
4.1.10. <i>Resolución CREG N° 012 de 2020</i>	77
4.1.11. <i>Resolución CREG N° 131 de 2020</i>	77
4.2. Leyes, Decretos y Resoluciones MME.....	78
4.2.1. <i>Ley 1715 de 2014</i>	78
4.2.2. <i>Decreto 388 de 2007</i>	79
4.2.3. <i>Decreto 2492 de 2014</i>	79
4.2.4. <i>Decreto 348 de 2018</i>	79
4.2.5. <i>Resolución MME 40072 de 2018 (Infraestructura de Medición Avanzada)</i>	80

4.2.6. <i>Resolución MME 40483 de 2019 (Modifica Res. 40072/2018 AMI)</i>	81
4.2.7. <i>Resolución MME N° 4-0142 de 2020</i>	81
4.3. Aportes de la Misión de la Transformación	82
4.4. Aportes de Colombia Inteligente	83
4.5. Resumen de la normativa vigente.....	83
4.5.1. Componente G	83
4.5.2. Componente T.....	83
4.5.3. Componente D	84
4.5.4. Componente C	84
4.5.5. Componentes PR y R	84
4.5.6. Aspectos transversales	84
5. CRITERIOS GENERALES PARA DEFINIR ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE TARIFAS HORARIAS	85
5.1. Criterios de escogencia de alternativas	86
5.2. Nivel de Tensión 1	88
5.2.1. <i>Estrategias para el sector residencial</i>	90
5.2.2. <i>Estrategias para el sector no residencial (comercial e industrial)</i>	91
5.3. Niveles de Tensión 2 y 3	91
5.4. Aplicación de los criterios de escogencia	92
5.4.1. <i>Estrategias para el sector Residencial</i>	92
5.4.2. <i>Estrategias para el sector No Residencial (comercial e industrial)</i>	93
5.5. Bloques y cargos horarios.....	93
5.5.1. <i>Definición de bloques horarios de consumo</i>	93
5.5.2. <i>Cálculo de cargos horarios</i>	93
5.6. Otros temas de implementación	94
5.6.1. <i>Sustentabilidad del esquema de subsidios y contribuciones</i>	94
5.6.2. <i>Otras disposiciones</i>	94
5.7. Resumen de las estrategias	94
6. ANÁLISIS DE IMPACTO TARIFARIO	95
6.1. Metodología de análisis	95
6.2. Análisis de las curvas de carga	95
6.2.1. <i>Conformación de la Base de Datos</i>	95
6.2.2. <i>Metodología de análisis para determinar las curvas de carga y períodos horarios</i>	96
6.2.3. <i>Curvas de carga de Codensa</i>	99
6.2.4. <i>Curvas de carga de EPM</i>	101
6.2.5. <i>Curvas de carga de Celsia</i>	103
6.2.6. <i>Curvas de carga de EMSA</i>	104
6.2.7. <i>Curvas de carga de Afinia</i>	106

6.3. Cálculo de los cargos horarios.....	108
6.3.1. Metodología para calcular los cargos horarios.....	108
6.3.2. Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 1.....	109
6.3.3. Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 2.....	109
6.3.4. Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 3.....	110
6.4. Análisis de impacto tarifario	111
6.4.1. Abordaje metodológico.....	111
6.4.2. Determinación de curvas de carga “elastizadas”.....	112
6.4.3. Estimación de la reducción de la demanda punta	114
6.4.4. Estimación del impacto para los usuarios	116
6.4.5. Estimación del impacto en la suficiencia financiera de las empresas	117
6.4.6. Estimación del impacto en el FSSRI.....	119
6.4.7. Estimación del impacto en la electromovilidad	121
6.5. Estrategia de implementación por defecto.....	122
6.6. Apéndice: Cálculo de los cargos horarios	124
6.6.1. Desarrollo matemático para el cálculo de los cargos horarios monomios.....	125
6.6.2. Propuesta alternativa	126
6.6.3. Simulación de propuesta de EEC versus Resoluciones CREG 015 de 2018 y 036 de 2019 127	
6.6.4. Conclusión.....	128
7. TALLER DE SOCIALIZACIÓN	128
8. REFERENCIAS	131

Acrónimos

ADD	Áreas de Distribución
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada (<i>Advanced Metering Infrastructure</i>)
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
LBC	Línea base de consumo (<i>Costumer Base Load</i>)
GIDI	Gestión independiente de datos e información
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CS	Consumo de Subsistencia
CU	Cargo Unitario de Prestación del Servicio a Usuarios Regulados
DER	Recursos Energéticos Distribuidos (<i>Distributed Energy Resources</i>)
EEC	Estudios Energéticos Consultores
EMSA	Electrificadora del Meta S.A.
EPM	Empresas Públicas de Medellín
FSSRI	Fondo de Solidaridad, Subsidios y Redistribución del Ingreso
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GD	Generación Distribuida
IBP	Tarifas por bloques crecientes (<i>Increasing Block Pricing</i>)
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MME	Ministerio de Minas y Energía
NT	Nivel de Tensión
OFE	Oferta Firme de Energía
OR	Operador de Red
PB	Precio en Bolsa
PE	Precio de Escasez
PND	Plan Nacional de Desarrollo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SDL	Sistema de Distribución Local
SRT	Sistema Regional de Transmisión
ToU	Tarifas horarias (<i>Time of Use</i>)

ESTRATEGIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS DE SEÑALES DE PRECIOS Y CARGOS HORARIOS A LOS USUARIOS FINALES EN EL SIN, PARA SER UTILIZADOS EN PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tiene en su agenda regulatoria para el año 2020 (CREG, 2020a) el inicio formal de la discusión de la implementación de la medición inteligente, y análisis de la respuesta de la demanda, temas que seguramente estarán en la agenda regulatoria del período 2021-22. A su vez, la Ley No 1955 establece directivas de política en materia de eficiencia energética (Congreso de la República de Colombia, 2019), y la Comisión expidió la Resolución CREG 131 de 2020 (CREG, 2020b) en la que se propone las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por otro lado, el país cuenta con los análisis prospectivos de la Misión de la Transformación y de Colombia Inteligente (Colombia Inteligente, 2020) (Colombia Inteligente, 2019), entre otros estudios sectoriales (McRae and Wolak, 2020) (Giraldo, 2014). En ese contexto es que entendemos el objetivo general de la Comisión de “Identificar, estructurar y recomendar estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta a la demanda”.

Este documento corresponde al Informe Final. El Informe está organizado de la siguiente forma: la sección 3 analiza algunas experiencias internacionales en la aplicación de tarifas y cargos horarios; la sección 4 discute la normativa vigente para determinar el cargo unitario (CU) por nivel de tensión; las secciones 5 y 6 analizan posibles estrategias para implementar tarifas horarias y su potencial impacto.

2. ALCANCE DEL INFORME

De acuerdo a nuestro entendimiento de los TDR, el alcance del Estudio consiste en desarrollar las siguientes actividades:

1. **Producto 1: Revisión internacional:** Documentar y comparar los esquemas de señales de precios y cargos horarios de energía eléctrica de al menos seis (6) países de la OCDE, incluyendo al menos dos (2) en Latinoamérica, dos (2) en Europa, dos (2) estados o provincias en Estados Unidos o Canadá
 - a. Tarifas o cargos que diferencien: períodos de consumo, energía y potencia, energía activa y reactiva; nivel de voltaje de conexión y cargos de conexión; la potencia instalada o demandada del usuario; costos fijos y variables; los segmentos de consumo; usos del servicio (residenciales, industriales, comerciales, oficiales), usuarios en situaciones especiales, pobreza energética, movilidad eléctrica, entre otros.
 - b. Mecanismos de incentivos para promover la respuesta del usuario ante señales económicas y/o en relación con la calidad del servicio (frecuencia y duración de las interrupciones) y la calidad de la potencia; esto para promover el consumo racional de energía.
 - c. Otros conceptos incorporados en las tarifas distintos a los considerados en Colombia en la definición del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, CU.

2. **Producto 2: Revisión de la actual fórmula de traslado de costos al usuario de energía en Colombia**, para la aplicación de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales, incluyendo una revisión general de las señales ofrecidas en cada una de sus variables y de las fórmulas de remuneración de cada una de las actividades que componen la prestación del servicio.
3. **Producto 3: Propuesta de posibles estrategias para estructurar y aplicar señales horarias.** Con base en los resultados de las actividades anteriores, y considerando las nuevas tendencias asociadas con uso de vehículos eléctricos, posibilidades de autogeneración, de almacenamiento detrás del medidor, de la AMI, entre otros, el alcance del producto 3 es proponer al menos dos (2) estrategias para la estructuración y aplicación de precios y cargos horarios a los usuarios de energía, regulados y no regulados, en el SIN.
4. **Producto 4: Análisis del impacto de las dos estrategias propuestas.** El alcance del producto 3 es realizar el análisis del impacto de las dos (2) estrategias propuestas para cada mercado de comercialización del SIN, identificando los beneficios y costos, así como de las tarifas o cargos horarios a las que estarían sujetos los diferentes tipos de usuarios, mediante una evaluación cuantitativa con diferentes supuestos y escenarios.
5. **Producto 5: Presentación y socialización del estudio.** El alcance del producto 5 es un documento que contenga los siguientes desarrollos:
 - a. Presentación del estudio, análisis y propuestas de ajuste regulatorio a los agentes del mercado;
 - b. Análisis de los comentarios recibidos por los agentes sobre el estudio, análisis y propuestas de ajuste regulatorio;
 - c. Informe Final, correspondiente a la compilación de la versión final de los productos anterior, y el resumen ejecutivo del estudio.

En síntesis, la lógica del estudio es la siguiente:

1. Revisión de la experiencia internacional;
2. Revisión de la situación en Colombia;
3. Propuestas de estrategia para implementación de tarifas y cargos horarios;
4. Análisis de impacto de las propuestas recomendadas.
5. Socialización y documentación del estudio.

3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN TARIFAS Y CARGOS POR TIEMPO DE USO

3.1. Metodología de análisis

La documentación y análisis toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Grado de inserción de los cargos y tarifas horarias; segmentos de consumo en los que aplica
- Forma de remunerar la energía y la potencia, la energía activa y reactiva
- Tratamiento de costos fijos y variables
- Tratamiento a los usuarios en situaciones especiales, pobreza energética
- Movilidad eléctrica

Las experiencias analizadas corresponden a:

1. Italia
2. España
3. Estado de Nueva York
4. Provincia de Ontario en Canadá
5. Australia
6. Brasil
7. Uruguay
8. Perú

3.2. Tipos de tarifas horarias aplicadas al sector residencial

Las estructuras tarifarias aplicadas al sector residencial van desde las tarifas planas, tarifas por bloques crecientes de tarifas¹ hasta estructuras tarifarias estáticas de tiempo de uso (ToU) y de precios de pico crítico (CPP). También se incluyen estructuras tarifarias de Tiempo de Uso dinámicas (ToUd), híbridas, en tiempo real (RTP) y de Carga de Base del Cliente (CBL).

- **ToU:** Esta opción se aplica típicamente al uso en grandes bloques de tiempo de varias horas, en los que el precio para cada bloque de tiempo se determina por adelantado y permanece constante. Es la opción tarifaria horaria más usada a la hora de elegir tarifas horarias. Es posible diferenciar días laborales, de sábados, domingos y feriados.
- **ToUd:** es un híbrido de tarifas estáticas y dinámicas, en el que los diferentes períodos para la fijación de tarifas se definen de antemano, pero la tarifa establecida para el período de punta varía según las condiciones del mercado.
- **RTP:** las tarifas se determinan cerca del consumo de electricidad en tiempo real y se basan en los precios de la electricidad al por mayor. Las tarifas de la electricidad se calculan sobre la base de una medición del consumo por lo menos cada hora, o con una granularidad aún mayor (por ejemplo, 15 minutos). Esas tarifas están compuestas en su mayor parte por el precio mayorista más un margen del comercializador/distribuidor.
- **CBL:** proporciona señales de precios que reflejan los costos y junto con una tarifa sensible al tiempo, cobrándole la tarifa plana en parte o en la totalidad de su carga de base. En la práctica, la CBL se basa en el uso histórico; este modelo adopta el perfil de carga estática (sin respuesta de la demanda) como carga de base del cliente.

¹ IBP: increasing block pricing

- **CPP:** es una tarifa en la que los precios de la electricidad aumentan sustancialmente durante unos pocos días del año, normalmente durante las épocas en que los precios en el mercado mayorista son más altos.

Otro punto importante a incorporar en la discusión es si se trata de tarifas horarias monomías o binomias. La buena práctica regulatoria recomienda el uso de tarifas binomias (Ruester et al., 2013).

Las tarifas horarias monomías consisten en la aplicación de un cargo único por energía distribuida, en tanto que las tarifas binomias consisten en la aplicación de cargos variables por energía y cargos fijos por potencia o capacidad contratada. La ventaja relativa que presentan los esquemas de tarifas binomias es que permiten la fijación de tarifas al costo marginal del servicio, a la vez que recuperan los costos fijos a través de un cargo fijo (por potencia), con este esquema se elimina, o al menos se reduce de forma significativa, la pérdida social de eficiencia propia de las industrias caracterizadas como monopolio natural.

La Tabla 1 presenta un menú de opciones de tarifas para el sector residencial que va desde una tarifa plana (cargo unitario uniforme por kWh, independiente del nivel de consumo) hasta esquemas más complejos. En América Latina se aplica en la mayoría de los países tarifas planas o por bloques crecientes (IBP²), siendo las ToU, en pocos casos, la excepción a la regla. Es importante notar que en el menú no figura la combinación de IBP con tarifas ToU. En efecto, no es usual mezclar ambos tipos de tarifas, ya que las ToU buscan reflejar los costos económicos de prestar el suministro en cada bloque horario, por lo que no tiene sentido aplicar IBP junto con ToU.

Las estructuras tarifarias de tarifa plana híbrida y CBL + ToU están diseñadas para proporcionar incentivos a los clientes para que reduzcan o cambien el consumo de los períodos de punta a los de baja, minimizando al mismo tiempo el impacto del costo de la transición de una tarifa plana a una tarifa variable en el tiempo. Ambas estructuras tarifarias funcionan basando parte de la tarifa en el patrón de consumo histórico del cliente, lo que se denomina carga de base del cliente (CBL). Esta puede ser una opción interesante en Colombia para alentar el pasaje a ToU, que sería viable con la instalación de medidores inteligentes, y que permitiría aplicar ToU cuando el usuario o cliente pasa del consumo de subsistencia que se defina. Cabe señalar que para pasar a esquemas tarifarios más complejos, como es el caso de las ToU dinámicas, se requiere un nivel de “alfabetización eléctrica” que aún no parece estar presente en Colombia.

Se analizan a continuación los casos de Brasil, Uruguay, y un resumen de los países desarrollados. Brasil tiene un sistema de generación hidroeléctrico, sumado a que recién está dando los primeros pasos en materia de tarifas horarias para el sector residencial; Uruguay, por su parte, cuenta con más de 20 años de experiencia con tarifas horarias en todos los tipos de consumidores.

² Los esquemas de Tarifas en Bloques Crecientes (*Increasing Block Pricing*) determinan un cargo unitario para los consumos que se encuentran por debajo de cierto umbral, y cargos unitarios cada vez mayores a medida que aumenta el consumo diario o mensual de energía. En general, el principio que está detrás de estos esquemas es el de equidad distributiva o cuestiones ambientales.

Tabla 1 – Tipos de Tarifas aplicadas al sector residencial

Tipo de tarifa	Descripción	Componentes del tipo de tarifa	Recomendable para la eficiencia energética
Plana	Tasa única	Fijo (\$) + tasa fija (\$/kWh)	NO
Plana tipo Netflix	Monto fijo hasta un cierto nivel de consumo	Fijo (\$) hasta cierto nivel de consumo; tasa fija (\$/kWh) para los consumos por encima del consumo básico incluido en la tarifa tipo preferencial o Netflix	No
Bloques de tarifas crecientes (IBP)	Tasas más altas para un mayor consumo acumulado	Fijo (\$) + tasas fijas crecientes por bloques de consumo (\$/kWh)	Sí, en la medida que las tarifas reflejen los costos
ToU	Tasas más altas durante el pico, más bajas durante el período fuera de punta, tasa media durante el valle	Fijo (\$) + TOU 3 o 2 partes (punta, intermedio, fuera de punta)	Se recomienda para disminuir o desviar el pico de demanda, i.e., eficiencia en la potencia demandada.
CPP	Tiempo de uso más días críticos pre-nominados que incurren en una tasa más alta	Fijo (\$) + TOU 3 o 2 partes (punta, intermedio, fuera de punta/crítico)	Sí.
Plana híbrida	Consumos hasta cierto porcentaje del consumo base (CBL) es facturado a la tarifa plana; consumos arriba de un cierto porcentaje del CBL son facturados por TOU.	Fijo (\$) + tasa fija CBL (\$/kWh) hasta cierto % del CBL, arriba de ese porcentaje aplica TOU 3 o 2 partes (punta, fuera de punta, intermedio)	Parcialmente
CBL + ToU	El CBL es facturado a tarifa plana; consumos mayores al CBL son facturados por ToU	Fijo (\$) + tasa fija CBL (\$/kWh) hasta el CBL; consumos por encima del CBL son facturado por ToU	Parcialmente
CBL + CPP	El CBL es facturado a tarifa plana; consumos mayores al CBL son facturados por CPP	Fijo (\$) + tasa fija CBL (\$/kWh) + CPP 2-partes para desvíos de CBL	Sí

Fuente: adaptado de (Frontier Economics, 2012)

3.3. El caso de Brasil

3.3.1. Tarifas horarias en la Baja Tensión (“tarifa blanca”)

Desde 2018, Brasil ha venido introduciendo un esquema de ToU para el sector residencial, que es denominado “tarifa blanca”. Antes de la creación de la “tarifa blanca”, solo existía la tarifa convencional o plana, con un único valor (en R\$/kWh) cobrado por la energía consumida cada día y cada hora. La “tarifa blanca” crea condiciones que alientan a algunos consumidores a cambiar el consumo del período de punta a aquellos donde la red eléctrica tiene capacidad ociosa. Aprobada en 2016, la aplicación de la “tarifa blanca” sigue un cronograma de preferencias para priorizar las solicitudes con las siguientes características:

- 1 de enero de 2018, para nuevas conexiones y para usuarios con un consumo mensual promedio anual superior a 500 kWh/mes;
- 1 de enero de 2019 para usuarios con un consumo mensual promedio anual superior a 250 kWh/mes; y
- 1 de enero de 2020 para todas las unidades de consumo.

Con la tarifa blanca, el consumidor puede pagar valores diferentes dependiendo de la hora y el día de la semana en que consume la electricidad. De lunes a viernes, la tarifa blanca tiene tres valores: punta, intermedia (valle) y baja o resto. Estos períodos son establecidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y son diferentes para cada distribuidor. Los sábados, domingos y festivos tienen una tarifa blanca de 24 horas fuera de punta, es decir, la “tarifa blanca” solo se aplica a los días laborales.

Para facilitar que los consumidores opten por la tarifa blanca, se permite que en caso de adherirse a la opción tarifaria, si el consumidor no percibe una ventaja, pueda solicitar su regreso al sistema anterior (tarifa plana). El distribuidor tendrá 30 días después del pedido para devolver al consumidor a la tarifa convencional. Si desea participar nuevamente en el modo de tarifa blanca, hay un período de gracia de 180 días.

Los períodos de punta, valle y resto son homologados por la ANEEL en ocasión de las revisiones tarifarias periódicas de las distribuidoras, que tienen lugar cada cinco años en promedio.

Aspectos a tener en cuenta de la “tarifa blanca”:

- la adhesión es una opción del consumidor y el distribuidor debe cumplir con la solicitud dentro de los 30 días;
- La opción de tarifa blanca **puede ser ejercida por todos los usuarios de baja tensión** excepto los usuarios de la subclase de clase residencial de bajos ingresos, alumbrado público y usuarios que utilizan el sistema de prepago;
- La adhesión de una nueva conexión, en caso de que el consumidor quiera comenzar el suministro con la aplicación de la modalidad de tarifa blanca, debe ser cumplida por la distribuidora dentro de los plazos normativos (máximo de 5 días en área urbana y 10 días en zona rural);
- El consumidor puede regresar a la tarifa convencional en cualquier momento y el distribuidor debe cumplirlo dentro de los 30 días. Al regresar a la tarifa Convencional, una nueva adhesión a la Tarifa Blanca solo será posible después del período de 180 días;
- Los **costos relacionados con el medidor** y su instalación son responsabilidad de la distribuidora; cualquier costo por cambios en el medidor estándar de entrada de la unidad de consumo es responsabilidad del consumidor;
- El consumidor puede solicitar un medidor con funcionalidad adicional, pero debe pagar la diferencia de precio de este equipo en comparación con el medidor estándar; y

- La factura debe desglosar los valores de consumo en cada período (punta, valle y llano).

Es interesante observar que a abril de 2020 el total de usuarios que habían optado por la tarifa blanca ascendía a 48.077, siendo 37.595 del sector residencial.

Tabla 2 – Brasil: Número de usuarios que optaron por la Tarifa Blanca

	B1	B2	B3	Total
Diciembre 2018	1.200	113	5.753	7.066
Septiembre 2019	24.351	265	6.744	31.360
Abril 2020	37.595	396	10.116	48.077

B1: residencial; B2: rural; B3: comercial/industrial/servicio público

Cabe notar que el número total de usuarios en BT para las empresas distribuidoras que cuentan con más de 400.000 usuarios es 83.257.000, por lo que el número de usuarios que optaron por la tarifa blanca es marginal.

La Tabla 3 presenta la Tarifa Blanca para todas las distribuidoras de Brasil con más de 400.000 clientes; cabe destacar los siguientes puntos:

- En promedio, la tarifa en la punta es poco menos que dos veces la tarifa plana (convencional).
- En promedio, la relación entre la tarifa en la punta y los puestos tarifarios intermedios y fuera de punta es de 1.6 y 2.4, respectivamente. Estas diferencias no tan marcadas entre la tarifa de punta y fuera de punta obedecen a que el precio de la generación de energía en Brasil no presenta variaciones significativas a lo largo del día, sumado a que el sistema de contratación para la demanda regulada es de largo plazo, por lo que las diferencias se deben a los costos de red. El peso del componente de la tarifa de energía (TE) en la tarifa residencial se ubica en torno a 40%, por lo que la parcela más importante son los costos por uso de la red de distribución (TUSD). Es importante notar que la TE incluye los costos por uso de la red de transmisión.
- Las tres horas del bloque horario de punta varían entre las 17:00-18:00 y 20:00-21:30.
- Las horas intermedias varían entre 1 a 2 horas, antes y después del período de punta, por ejemplo, de a 16:00 a 17:00 y de 21:30 a 22:30
- Nótese los mayores precios de la punta en la región Norte del país, que obedece a que el sistema está menos interconectado que las demás regiones, por lo que depende en parte de generación térmica. Las regiones más integradas — Centro-Oeste, Sur y Sudeste—, tienen menor relación entre la Punta y las demás tarifas.

Tabla 3 – Brasil: Tarifas horarias en distribuidoras con más de 400.000 clientes

Región	Convencional	Tarifa R\$/kWh			Relación entre tarifas		
		Punta	Intermedia	Fuera de Punta	Punta/Conv.	P/Inter.	P/FP
Centro-oeste	0.572	1.081	0.692	0.474	1.89	1.56	2.28
Nordeste	0.549	1.183	0.739	0.449	2.16	1.60	2.63
Norte	0.642	1.410	0.882	0.517	2.20	1.60	2.73
Sudeste	0.560	1.031	0.660	0.464	1.84	1.56	2.22
Sur	0.516	0.939	0.600	0.433	1.82	1.56	2.17
Promedio País	0.534	1.108	0.674	0.444	1.95	1.58	2.36

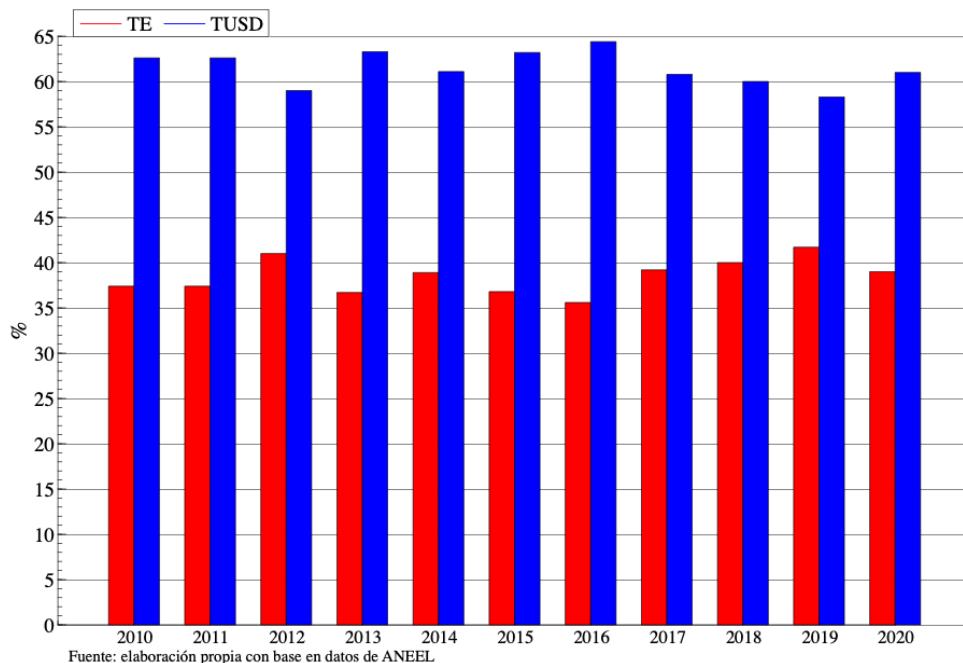
Fuente: elaboración propia con base en datos de ANEEL

Estabilidad del precio de compra de energía en Brasil para la demanda regulada

El parque de generación en Brasil se caracteriza por una muy importante participación de la generación hidroeléctrica en el sistema (cerca del 60% de la capacidad instalada). Sumado a las características del parque de generación, el sistema de contratación para el ambiente regulado está diseñado para dar estabilidad en los costos de compra de la energía, sin perjuicio de las “banderas tarifarias”, que se explican más abajo:

- El costo de la compra de energía que se traslada a tarifas reguladas depende de los contratos resultantes de subastas centralizadas. Ese costo está compuesto por los contratos adjudicados en las subastas realizadas por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) o directamente por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Las subastas son públicas y centralizadas y resultan en contratos a largo plazo. Las distribuidoras deben informar sus pronósticos de demanda a la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y ANEEL. La subasta se realiza con el objetivo de cubrir el aumento de demanda de la totalidad de los distribuidores al mínimo costo.
- Las empresas distribuidoras no pueden negociar contratos bilaterales con ningún proveedor a menos que compre energía renovable de una generación distribuida hasta el 10% de su demanda.
- Dos objetivos regulatorios principales de unificar las licitaciones:
 - permitir a los pequeños distribuidores beneficiarse de economías de escala, y
 - evitar que los generadores y los inversores elijan distribuidores financieros más estables para vender su energía.
- Cada generador que gana la subasta firma contratos bilaterales separados— con cada uno de los distribuidores en proporción a sus pronósticos de carga — contrato de comercialización de electricidad en el entorno regulado (CLEAR). Los contratos tienen cláusulas reguladas específicas con respecto al precio de la energía y el compromiso de suministro, entre otros. Existen dos tipos de CCLEAR: por cantidad y por disponibilidad. **CLEAR por cantidad:** es un contrato de Toma o Pago (*take or pay*) en el que el contratista paga un precio fijo por la energía contratada (en R\$/MWh) y el vendedor debe entregar la energía contratada. En este tipo de contratos, el vendedor lleva el riesgo de precio en el mercado spot.

Figure 1 – Brasil: peso de los componentes de energía (TE) y red (TUSD) en la tarifa residencial



Sistema de Banderas Tarifarias

Previo a la creación de la “tarifa blanca”, y como consecuencia de problemas regulatorios importantes que sucedieron en el período 2014-2015, por los cuales las distribuidoras quedaron expuestas al mercado spot por falta de contratos (la oferta no estaba dispuesta a ofertar), en el 2015 se instauró el Sistema de Banderas Tarifarias. Las “banderas tarifarias” es un sistema de recaudación regulado por ANEEL, cuyo objetivo es trasladar al consumidor mensualmente, de forma más transparente, los costos adicionales ocasionados por la necesidad de impulsar las centrales térmicas convocadas por seguridad energética. Este impulso tiene el objetivo de ahorrar el agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas, porque cuanto más bajos son los niveles de los embalses, mayor es el número de centrales termoeléctricas impulsadas. Anteriormente, estos costos adicionales se trasladaban a los consumidores a través de reajustes de tarifas de los distribuidores. Cabe notar que la adhesión a la “tarifa blanca” no exime al consumidor de la aplicación de las banderas tarifarias.

El Sistema de Banderas Tarifarias presenta las siguientes modalidades: verde, amarillo y rojo -los mismos colores de los semáforos- e indica si habrá o no un aumento del valor de la energía que se pasará al consumidor final, dependiendo de las condiciones de generación de electricidad. El color rojo, por su vez, tiene dos variantes: “cara” (nivel 1) y “muy cara” (nivel 2).

El sistema de Banderas Tarifarias indica a los consumidores los costos reales de la generación de electricidad. La operación es simple: los colores de las banderas (verde, amarillo o rojo) indican si la energía costará más o menos dependiendo de las condiciones de generación de electricidad. Cuando la bandera es verde, las condiciones hidrológicas para la generación de energía son favorables y no hay aumento en las facturas. Si las condiciones son un poco menos favorables, la bandera se vuelve amarilla y hay un cargo adicional, proporcional al consumo, a razón de R\$0.01343 el kWh consumido, aproximadamente 2.3% de aumento en la tarifa media residencial; en condiciones aún más desfavorables, la bandera se vuelve roja y el recargo cobrado es de R\$0,04169 por cada kWh consumido, aproximadamente 7.2% con relación a la tarifa media; y si la bandera es roja Nivel 2, por cada kWh consumido hay que pagar un adicional de R\$0,06243, i.e., 10.9% de aumento con relación a la tarifa media. A estos valores, se agregan los impuestos

vigentes. De esta forma, con las banderas tarifarias la factura de energía eléctrica se vuelve más transparente y el consumidor tiene la mejor información para usar la electricidad de manera más consciente, conforme la situación del mercado.

El color de la bandera se define mensualmente y se aplica a todos los consumidores del Sistema Interconectado Nacional - SIN (Sur, Sureste, Medio Oeste, Noreste y Norte), aún en aquellos consumidores que hayan reducido su consumo (si bien el reducir el consumo puede disminuir el valor de la cuenta o al menos evitar que aumente). La lógica de este esquema es un incentivo para que los consumidores adapten su consumo a la señal del costo de generación, ayudando así a reducir los costos de generación de energía del sistema, ya que el comportamiento consciente del consumidor contribuye a un mejor uso de los recursos energéticos.

Cada mes, las condiciones de funcionamiento del sistema de generación de energía eléctrica son revisadas por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), que define la mejor estrategia de generación de energía para satisfacer la demanda. En base a esta evaluación, se define el pronóstico de generación hidráulica y térmica, además del precio de liquidación de la energía en el mercado a corto plazo. Por lo tanto, para cada nivel de generación hidráulica y térmica, existe una previsión de los costos que cubrirán las Banderas. Es decir, los colores de las banderas de tarifas se definen en función del pronóstico de la variación del costo de energía en cada mes.

Es importante comprender las diferencias entre las Banderas Tarifarias y las tarifas propiamente dichas. Las tarifas representan la mayor parte de la factura de energía de los consumidores y cubren los costos involucrados en la generación, transmisión y distribución de electricidad, así como los cargos del sector. Las Banderas Tarifarias, a su vez, reflejan los costos variables de la generación de electricidad. Dependiendo de las plantas utilizadas para generar la energía, estos costos pueden ser mayores o menores. Antes de las banderas, estas variaciones de costos solo se pasaban al siguiente reajuste tarifario, que podría ocurrir hasta un año después. En resumen: las banderas reflejan la variación en el costo de la generación de energía cuando ocurre.

Las banderas de tarifas se facturan a través de las facturas de energía y, por lo tanto, todos los consumidores cautivos de los distribuidores pagan la misma cantidad, proporcional a su consumo, independientemente de su clase de consumo. Las únicas excepciones son los consumidores de sistemas aislados, que pagarán después de la interconexión. Es de destacar que las Banderas Tarifarias tienen descuentos para consumidores residenciales de bajos ingresos, beneficiarios de la tarifa social y para actividades de riego y acuicultura en horarios reservados. Para los usuarios de bajos ingresos se aplican los mismos descuentos de tarifa a las Banderas.

Con relación a la información, al final de cada mes, la ANEEL pone a disposición en su sitio web (<https://www.aneel.gov.br/>) el valor de la bandera para el mes siguiente. En ese sitio web también se puede consultar el calendario anual para la difusión de banderas. La bandera vigente también debe ser informada en el sitio web de todas las distribuidoras, dentro de los dos días hábiles posteriores a la divulgación por parte de la ANEEL.

Tabla 4 – ENEL São Paulo, Tarifas BT – Modalidad Tarifa Blanca

Subgrupo/ Clase/ Subclase	Tarifa de uso del Sistema de Distribución (TUSD)			Tarifa de Energía (TE)		
	Punta	Intermedio	Fuera de Punta	Punta	Intermedio	Fuera de Punta
	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)	(R\$/kWh)
B1 – Residencial	0,62226	0,41666	0,21106	0,38217	0,23655	0,23655
	1	0.67	0.35	1	0.62	0.62
B2 – Rural	0,58292	0,38527	0,18761	0,31338	0,19397	0,19397
	1	0.66	0.34	1	0.62	0.62
B2 – Cooperativa de Electrificación Rural	0,58292	0,38527	0,18761	0,31338	0,19397	0,19397
	1	0.66	0.34	1	0.62	0.62
B2 – Servicio público de riego	0,54027	0,35708	0,17388	0,29045	0,17977	0,17977
	1	0.66	0.32	1	0.62	0.62
B3 – Otras Clases	0,71975	0,47515	0,23056	0,38217	0,23655	0,23655
	1	0.66	0.32	1	0.62	0.62

Fuente: www.eneldistribuicaosp.com.br

3.3.2. *Tratamiento a los usuarios de bajos ingresos: tarifa social de energía*

Brasil cuenta con una Tarifa Social de Energía Eléctrica - TSEE - creada por la Ley N° 10.438 del 26 de abril de 2002. A través de ella se conceden descuentos a los consumidores de la subclase residencial de bajos ingresos.

Los consumidores de la subclase residencial de bajos ingresos se benefician de la exención del costo de la Cuenta de Desarrollo Energético – CDE – y del costo del Programa de Incentivos para Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica - PROINFA.

Además de estas exenciones, el resto de la tarifa residencial está sujeta a descuentos acumulativos, según la siguiente tabla:

Tabla 5 – Brasil: Tarifa Social de E. Eléctrica (TSEE)

Bloque de consumo	Descuento
De 0 a 30 kWh	65%
De 31 kWh a 100 kWh	40%
De 101 kWh a 220 kWh	10%
A partir de 221 kWh	0%

Fuente: ANEEL

Quiénes tienen derecho a la TSEE

Para tener derecho al beneficio de la TSEE, se debe cumplir con uno de los siguientes requisitos:

- Familia inscrita en el Catastro Único de Programas Sociales del Gobierno Federal, con ingresos familiares mensuales per cápita inferiores o iguales a la mitad del salario mínimo nacional; o
- Personas de 65 (sesenta y cinco) años o más o personas con discapacidad, que reciben el Beneficio de Prestación Continua de Asistencia Social (BPC); o
- Familia inscrita en el Registro Único con ingresos mensuales de hasta tres (3) salarios mínimos, que tenga una enfermedad o discapacidad (física, motora, auditiva, visual, intelectual y múltiple) cuyo tratamiento, procedimiento médico o terapéutico requiera el uso continuado de dispositivos, equipos o instrumentos que, para su funcionamiento, requieran el consumo de energía eléctrica.

¿De dónde provienen los fondos para los descuentos de la TSEE?

Los descuentos otorgados en el marco de la TSEE se financian a través de la Cuenta de Desarrollo Energético – CDE (Ley 10.438 de 2002 y el Decreto 9022 de 2017). Se reembolsa a la distribuidora en la medida exacta del beneficio concedido.

Además de los descuentos de la subclase residencial de bajos ingresos, los recursos del CDE tienen otros propósitos como el costeo de la universalización del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional y el costeo de la Cuenta de Consumo de Combustibles - CCC, entre otros.

La ANEEL verifica anualmente lo que será financiado por el CDE y define las cuotas del CDE que serán pagadas por las distribuidoras de energía eléctrica y, por consiguiente, pasadas a las tarifas de los consumidores.

3.3.3. *Tarifas por hora y temporada para consumidores en MT y AT (tarifas “azul” y “verde”)*

Para los consumidores ubicados en la MT y AT, existe una estructura tarifaria por hora y por temporada. La estructura se caracteriza por la aplicación de tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica y demanda de potencia según las horas de uso del día y los períodos del año, como se especifica a continuación:

- **Tarifa azul:** Modalidad estructurada para la aplicación de tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica según las horas de uso del día y los períodos del año, así como tarifas diferenciadas de demanda de energía eléctrica (potencia) según las horas de uso del día; y
- **Tarifa Verde:** modalidad estructurada para la aplicación de tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica según las horas de uso del día y los períodos del año, así como una tarifa única de demanda (potencia) de energía eléctrica.

Tabla 6 – Brasil: Tarifas ENEL São Paulo para la Alta y Media Tensión

Modalidad Tarifaria	Subgrupos					
	A2 (88 a 138kV)			A3a (30 a 44kV)		
	Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD)		Tarifa de Energía (TE)	Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD)		Tarifa de Energía (TE)
	Potencia (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)	Potencia (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)
Tarifa Horaria Azul						
Punta	12.98	0,06302	0,38217	23,13	0,07997	0,38217
Fuera Punta	9,48	0,06302	0,23655	15,48	0,07997	0,23655
Exceso de potencia en la punta	25,96			46,26		
Exceso de potencia fuera de punta	18,96			30,96		
Energía Reactiva Excedente	9,48		0,24868	15,48		0,24868
Tarifa Horaria Verde						
Punta				15,48	0,64212	0,38217
Fuera Punta					0,07997	0,23655
Exceso de potencia				30,96		
Energía Reactiva Excedente						0,24868

 Fuente: www.eneldistribuicaosp.com.br

Tabla 7 – Brasil: Tarifas ENEL São Paulo para la Media Tensión y Alimentación Subterránea

Modalidad Tarifaria	Subgrupos									
	A2 (2,3 a 25kV)		AS (Subterráneo)							
	Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD)	Tarifa de Energía (TE)	Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD)	Tarifa de Energía (TE)	Potencia (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)	Potencia (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)
Tarifa Horaria Azul										
Punta	23,13	0,07997	0,38217	53,64		0,10913	0,38217			
Fuera Punta	15,48	0,07997	0,23655	12,19		0,10913	0,23655			
Exceso de potencia en la punta	46,26			107,28						
Exceso de potencia fuera de punta	30,96			24,38						
Energía Reactiva Excedente	15,48		0,24868	12,19			0,24868			
Tarifa Horaria Verde										
Punta	15,48	0,64212	0,38217	12,19		1,41315	0,38217			
Fuera Punta		0,07997	0,23655			0,10913	0,23655			
Exceso de potencia	30,96			24,38						
Energía Reactiva Excedente			0,24868					0,24868		

Fuente: www.eneldistribuicaosp.com.br

3.3.4. *Movilidad Eléctrica*

En el caso de Brasil la movilidad eléctrica se encuentra en una etapa incipiente, los vehículos eléctricos están comenzando a llegar al mercado brasileño, siguiendo la tendencia global, y la disponibilidad de infraestructura de carga es uno de los principales desafíos para hacer factible esta innovación.

En lo que respecta al Marco Normativo, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL aprobó, en 2018 la Resolución Normativa nº 819, norma que establece los requisitos para la oferta de este servicio de recarga de vehículos.

A partir de la conformación de ese marco legal se dieron iniciativas en todo el territorio nacional, las cuales buscan posibilitar la creación de una red de estaciones de carga, con el fin de proporcionar condiciones para viajar en tramos largos, incluyendo rutas interurbanas, e interestatales.

a) Resolución Normativa 819/2018

Con vigencia desde el 6 de julio de 2018, la Resolución Normativa No. 819/2018 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica regula la recarga de vehículos eléctricos en Brasil. Esta norma permite a cualquier interesado, como distribuidores de energía eléctrica, gasolineras, centros comerciales y emprendedores, realizar servicios de recarga eléctrica de vehículos con fines comerciales, a precios “**libremente negociados**”.

Así, la ANEEL apostó por una regulación ligera, garantizando la viabilidad de esta actividad sin impactar en las tarifas de los consumidores de electricidad.

b) Programas de Incentivo a la actividad

En el marco de los Programas de Investigación y Desarrollo creados por la Ley N ° 9.991, de 24 de julio de 2000, el proyecto de cooperación técnica PROMOB-e se lleva a cabo desde 2017 por el Ministerio de Economía en alianza con el Ministerio de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania a través de Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Actúa directamente en la consolidación de la movilidad eléctrica en Brasil.

Para ello, opera en tres líneas:

- Desarrollo de estrategias y políticas públicas para promover sistemas de propulsión eficientes;
- Estandarización y regulación de requisitos para la movilidad eléctrica en Brasil; y
- Modelos de negocio y proyectos piloto para sistemas de propulsión eficientes.

c) Estado actual de la infraestructura y perspectivas futuras

En lo referente a la flota actual de vehículos eléctricos, se estima que hay entre 8.500 y 10.000 vehículos eléctricos viajando por todo el país. Un estudio del Boston Consulting Group estima que la cifra llegará a los 2 millones en una década. En el año 2019, sumando los híbridos, se vendieron 5.436 unidades hasta septiembre, frente a las 3.970 de 2018, según la Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Motorizados (Anfavea).

En el año 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL aprobó 30 de las 38 propuestas del Proyecto de Investigación y Desarrollo Estratégico - I+D n° 22: “Desarrollo de Soluciones en Movilidad Eléctrica Eficiente”. Se aprobaron cinco propuestas sin recomendaciones del comité de evaluación y 25 recibieron recomendaciones a seguir durante el desarrollo de los proyectos.

Las inversiones aprobadas totalizan R \$ 463,8 millones, financiados de la siguiente forma: R \$ 72,2 millones de parte las empresas involucradas, los otros R\$391,6 millones a ser aportados por el Programa de Investigación y Desarrollo que gestiona la ANEEL, en base a lo dispuesto en la Ley N ° 9.991, de 24 de julio de 2000.

En este mismo contexto, un consorcio formado por la distribuidora EDP, las empresas fabricantes de automóviles Volkswagen, Porsche y Audi y los fabricantes de equipos ABB, *Electric Mobility* y Siemens, se adjudicaron una convocatoria pública de la ANEEL para invertir R\$32,9 millones en un proyecto de instalación de 30 estaciones de carga rápida en las principales carreteras de São Paulo, que debe ser concluido en los próximos tres años, de esta forma el estado será el primero del país en tener una cobertura total de suministro.

3.4. El caso de Uruguay

Uruguay tiene más de 20 años de experiencia en señales horarias y cargos crecientes en el consumo de energía. El país ha hecho un gran esfuerzo por ‘alfabetizar’ en términos eléctricos a su población, con una estructura tarifaria para el sector residencial que incluye cargo fijo mensual (lectura, facturación, recaudo, y atención comercial), cargo por potencia contratada, cargos crecientes de energía, y cargos de energía por bloques horarios, y cargo por energía reactiva. En el momento, 54% del total de la energía facturada corresponde a tarifas con señales horarias, y la tendencia es que continúe aumentando el peso (Tabla 8 y Tabla 9), siendo que el 100% de las grandes demandas cuentan con señales horarias, más del 50% del alumbrado público, y más del 10% de los consumos residenciales. El país también ha introducido señales horarias para la carga de vehículos eléctricos en puestos de carga ubicados en la vía pública.

Tabla 8 – Uruguay: Peso de las señales horarias

Tipo de Tarifa	Nº de clientes			Energía facturada			Ingresos		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Tarifas horarias	6.3	6.8	7.4	53.3	54.2	54.2	42.6	43.7	44.6
Tarifas por bloques crecientes	93.7	93.2	92.6	46.7	45.8	45.9	57.4	56.3	55.4
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: elaboración propia con base en UTE en cifras 2019

Tabla 9 – Uruguay: Peso de las señales horarias por tipo de tarifa y consumidor

Tipo de Tarifa	Nº de clientes			Energía facturada			Ingresos		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Comercial/General	7.9	7.9	8.0	9.2	9.1	9.7	10.5	10.4	8.8
General	7.9	7.8	7.8	9.2	8.9	8.5	10.5	10.3	8.0
General Hora Estacional	0.0	0.1	0.3	0.0	0.1	1.2	0.0	0.1	0.8
Residencial	90.5	90.5	90.5	41.8	41.7	42.8	51.0	50.7	52.9
Residencial simple	66.1	64.5	62.7	32.0	30.8	30.8	41.7	40.5	41.4
Consumo Básico Residencial	19.4	20.7	22.0	4.4	5.0	5.6	3.6	4.2	4.7
Residencial Doble Horario	5.0	5.3	5.8	5.5	5.9	6.4	5.6	6.0	6.7
Residencial Triple Horario	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Alumbrado Público	0.5	0.5	0.5	2.8	2.6	2.6	3.2	3.0	3.0
Alumbrado Público simple	0.2	0.2	0.2	1.2	1.0	1.0	1.5	1.4	1.3
Alumbrado Público Doble Horario	0.3	0.3	0.3	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
Grandes demandas	1.1	1.1	1.0	46.2	46.6	45.0	35.4	35.9	35.3
Medianos Consumidores (horaria)	1.0	1.0	0.9	19.1	19.0	17.9	18.3	18.6	17.8
Grandes Consumidores (horaria)	0.0	0.0	0.0	25.3	25.4	25.5	16.3	16.3	16.8
Zafra Estival (horaria)	0.0	0.0	0.0	0.7	0.8	0.5	0.7	0.7	0.5
Agentes	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.2	0.1	0.2	0.1
Autoconsumos				0.9	1.1	0.9			
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: elaboración propia con base en UTE en cifras 2019

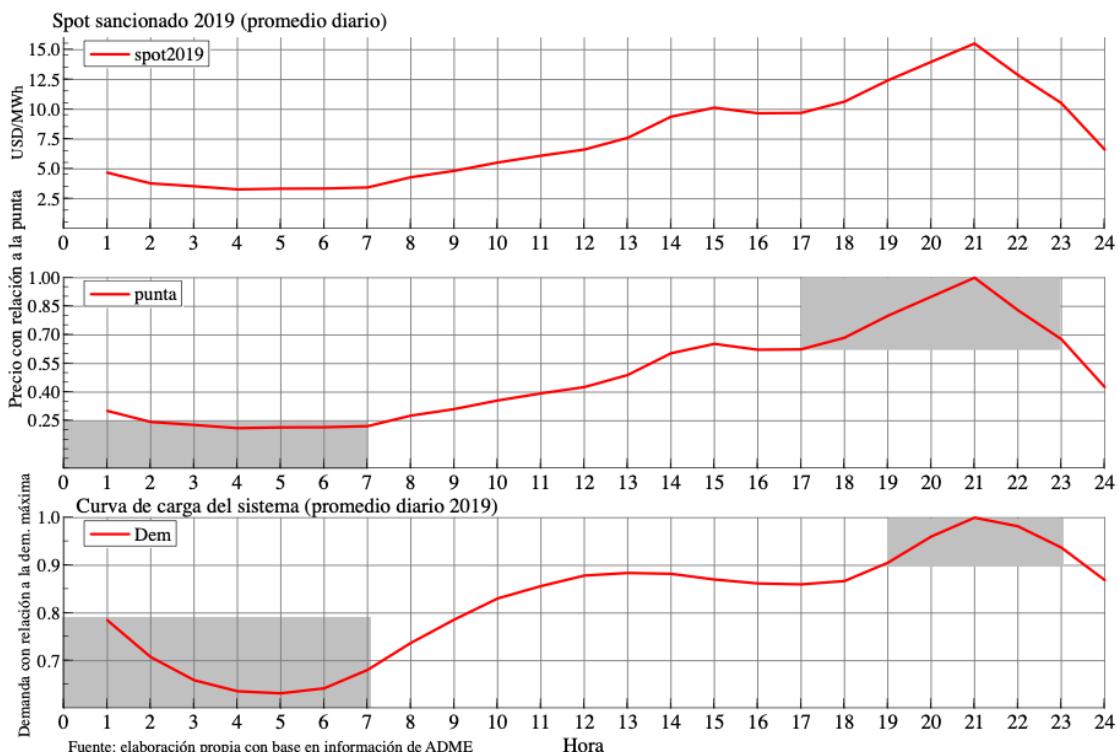
3.4.1. Costos de generación y bloques horarios

La Figura 1 muestra el costo marginal del despacho de energía en Uruguay durante el año 2019 y la curva de carga del sistema (cada hora representa el promedio de los 365 días del año para esa hora). El gráfico muestra claramente que los bloques horarios en uso para la tarifa triple horario residencial replica el comportamiento de los costos de producción de energía; no obstante, si se presta atención en la curva de demanda del sistema, surge que el período de la punta se podría reducir dos horas.

La intención de UTE, la empresa estatal verticalmente integrada, es acompañar la demanda tratando de profundizar y extender el uso de las tarifas inteligentes, en especial para el sector residencial, es decir, las tarifas doble horario y triple horario residencial. En estos momentos UTE está analizando reducir el bloque de punta para el período comprendido entre las 18 y las 22h, en lugar de las 17h a 23h actualmente vigente. Esta propuesta de cambio busca reflejar mejor la

curva de carga del sistema (Figura 1), y al mismo tiempo estaría indicando que el período de punta se asocia con costos de energía superiores al 70% del máximo precio observado.

Figura 1 – Uruguay: Costos de energía, curva de demanda del sistema y bloques horarios



3.4.2. Tarifas para el sector Residencial

En Uruguay hay disponibles tres tipos de tarifas para el sector residencial:

- Tarifa Residencial Simple (TRS), por bloques crecientes de consumo;
- Tarifa de Consumo Básico Residencial (TCBR)
- Tarifas Residenciales Horarias (Doble y Triple-Horario)

La Figura 2 muestra la evolución del consumo medio para los tres grandes tipos de tarifas residenciales en uso: Residencial simple con bloques crecientes, Residencial doble horario, y tarifa de Consumo Básico Residencial (bajos ingresos). El residencial Doble Horario es optado por consumidores de ingresos medios-altos, con consumo medio mensual de 500-600kWh, el que muestra una baja en el consumo promedio debido a que los consumidores que se van sumando a esa opción tarifaria presentan menores consumos; el consumidor que optó por Tarifa Residencial Simple (TRS), con bloques crecientes, consume entre 225-250 kWh-mes, mientras que el abonado que optó por la Tarifa de Consumo Básico Residencial (TCBR) consume en promedio 120 kWh-mes. En las tres opciones tarifarias hay señales para el ahorro energético.

La TRS es para servicios conectados en los niveles de tensión 230 V y 400 V con modalidad de consumo residencial cuya potencia contratada sea menor o igual que 40 kW. Además de la obligación de contratar potencia (los medidores cuentan con limitación de carga en función de la potencia contratada) y de pagar el cargo fijo comercial, la TRS cuenta con tres bloques de cargos tarifarios.

La TCBR, por su parte, cuenta con una canasta básica de 100kWh-mes, y a partir de 101kWh hay tres bloques: 101 kWh a 140 kWh mensuales, 141 kWh a 350 kWh mensuales y 351 kWh en adelante. La potencia instalada no puede superar los 3.7 kW. A los efectos de permanecer en esa opción tarifaria el usuario no puede superar más de dos veces los 230 kWh/mes en un período de 12 meses (año móvil), pasando automáticamente a la TRS al tercer mes que se supere el consumo mencionado.

Tarifa Residencial Triple-Horaria para vehículos eléctricos

A mediados de 2019 se implementó una nueva opción tarifaria para el sector residencial, pensando en aquellos usuarios que pueden contar con vehículos eléctricos, calefacción eléctrica, entre otros usos. La máxima potencia contratada bajo esta opción tarifaria debe ser menor o igual a 40 kW, siendo el mínimo el requerimiento básico de potencia (3,3 kW).

En los servicios con potencia contratada igual a mayor a 12kW la contratación de potencia podrá realizarse por tramo horario de facturación de potencia, con un mínimo de 12 kW y deberá respetar la condición que la potencia contratada en punta-llano \leq potencia contratada en el valle. Es decir, contratando 12kW de potencia en la punta-llano, se puede contratar hasta 40kW de potencia en el valle. Esta opción facilita la implementación de un sistema de carga vehicular junto con una instalación de calefacción ambas operando en la noche.

Los cargos por energía se distribuyen en tres períodos horarios, durante todos los días que integran la factura mensual, de acuerdo al siguiente detalle:

- Horas Punta: de 17:00 a 23:00 hrs
- Horas Llano: de 07:00 a 17:00 y de 23:00 a 24:00 hrs. Valor con respecto al precio en la punta: **54%**
- Horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs. Valor con respecto al precio en la punta: **21%**

Recargo por Potencia Excedentaria

La Tarifa Residencial Triple Horario contempla, para aquellos usuarios que contrataron potencia diferenciada por bloque horario, un Recargo por Potencia Excedentaria. Se entiende por Potencia Excedentaria la porción de la máxima potencia demandada en horas Punta-Llano que excede la potencia contratada en dicho tramo. En aquellos suministros con una contratación de potencia menor a 10kW, no se medirá potencia excedentaria, ya que en esos casos la potencia está limitada por su contratación. A los fines de dar cumplimiento a la limitación de contratación existe un limitador de potencia.

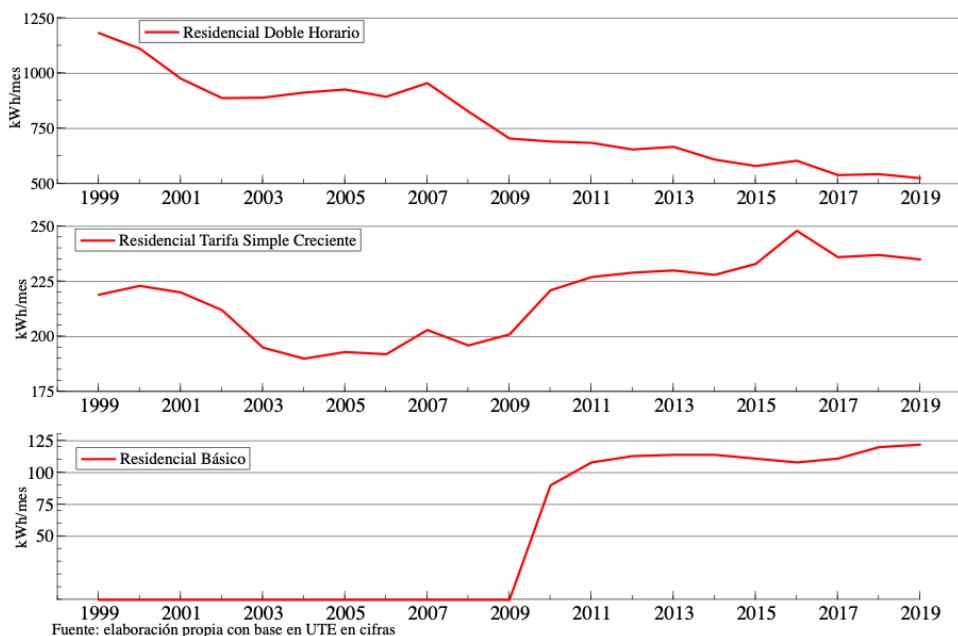
El recargo por Potencia Excedentaria será igual a:

- a) 200% del precio correspondiente a cada kW contratado, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia contratada.
- b) 400% del precio correspondiente a cada kW contratado, para cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

Tabla 10 – Uruguay: tarifas sector Residencial

Tarifa Residencial Simple		Unidad	Cargo		
Cargo por energía					
Bloque 1 - 1-100 kWh mensuales		\$/kWh	5.701		
Bloque 2 - 101 kWh a 600 kWh mensuales		\$/kWh	7.147	B2/B1	1.25
Bloque 3 - 601 kWh en adelante		\$/kWh	8.911	B3/B2	1.25
Cargo por potencia contratada		\$/kW	68.1		
Cargo fijo mensual		\$	219.8		
Tarifa Residencial Triple Horario					
Nocturno		\$/kWh	1.994	Noct./Punta	0.21
Valle		\$/kWh	5.166	Valle/Punta	0.54
Punta		\$/kWh	9.524	Punta/B3	1.07
Cargo por potencia contratada		\$/kW	68.1		
Cargo fijo mensual		\$	397		
Tarifa Consumo Básico Residencial					
Cargo mensual, con derecho hasta 100 kWh / mes		\$	356.6		
101 kWh a 140 kWh mensuales		\$/kWh	7.342		
141 kWh a 350 kWh mensuales		\$/kWh	13.424		

Fuente: elaboración propia con base en Pliego Tarifario de UTE

Figura 2 – Uruguay: Evolución del consumo residencial promedio por tipo de tarifa


La Figura 3 presenta la evolución del número de usuarios residenciales que optaron por tarifas por bloques horarios: luego de 20 años de experiencia con tarifas por bloques horarios y con fuertes incentivos para optar por la misma, el total de usuarios que optaron por ese esquema tarifario alcanza a 6% del total de usuarios. Ésa es una muy buena referencia para lo que puede suceder en Colombia en el mediano plazo. En concreto, es difícil imaginar que en el mediano plazo (próximos 5 años) la cantidad de usuarios residenciales en Colombia que puedan optar por tarifas por bloques horarios sea superior el 5% del total de usuarios residenciales. En efecto, a pesar de

Uruguay tener el costo de energía eléctrica más caro de América Latina, junto con una población con alto índices de alfabetismo “eléctrico”, y tarifas por bloques horarios con diferencias significativas entre bloques, debieron pasar 20 años para lograr que el 6.5% de los usuarios residenciales, que representan casi el 10% de la demanda residencial, y el 13% de la facturación a ese segmento, hayan optado por tarifas por bloques horarios.

La Tabla 11 presenta la distribución de cargos en una factura promedio residencial, para cada una de las tres principales opciones. Es importante notar que en la opción Residencial Básica, el cargo fijo representa la “canasta energética” de 100kWh-mes. En las opciones Residencial simple y Residencial Doble Horario, el cargo fijo comercial representa 9.6% y 7.1% de la factura, respectivamente; nótese también el importante peso que tiene la potencia contratada en el total facturado: 22% y 15%, respectivamente. En la opción tarifaria Residencial Doble Horario, el cargo por energía Fuera de Punta es 40% del precio en la Punta, por lo que para que sea una opción conveniente, el usuario deberá trasladar aproximadamente el 65% de su consumo energético para fuera del horario de punta.

Tabla 11 – Uruguay: componentes de las opciones tarifas sector Residencial

Opción	Cargo Fijo	Cargo Pot.	Cargo Ene.	Total
Res Bás.	70.8	0.0	29.2	100.0
Res.	9.6	22.2	68.3	100.0
2H Res.	7.1	14.6	78.3	100.0

Figura 3 – Uruguay: Evolución de la cantidad de usuarios residenciales con tarifas por bloques horarios

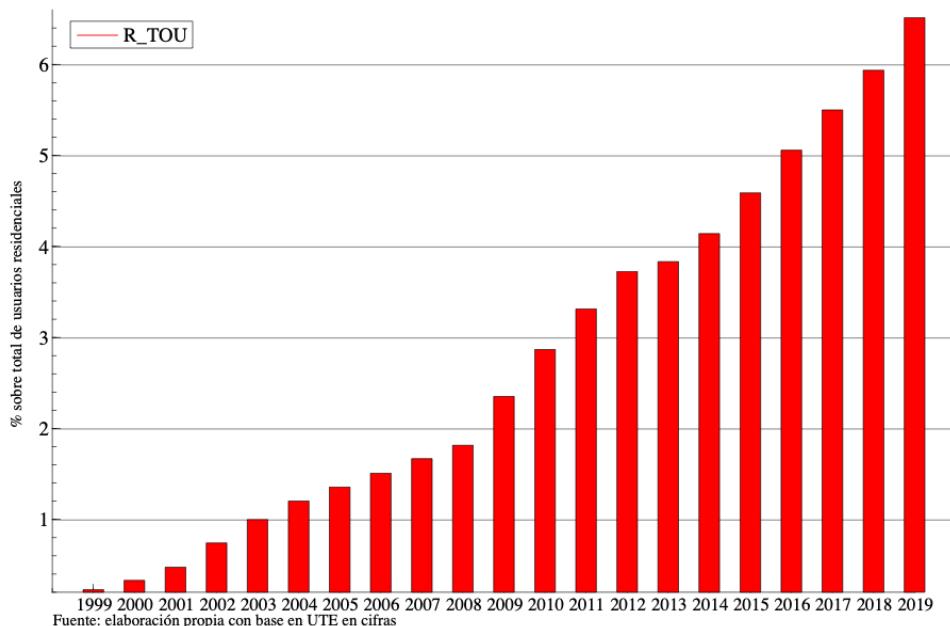


Tabla 12 – Uruguay: Cantidad de abonados residenciales por tipo de tarifa

Tarifa	Abonados			Energía facturada (GWh)			Ingresos (USD ,000)		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Tarifa Residencial Simple	964,828	956,551	947,066	2,738	2,720	2,674	688,335	661,264	599,002
Tarifa Consumo Básico Residencial	248,047	306,943	332,041	377	442	485	59,580	68,744	67,839
Tarifa Residencial Doble Horario	72,674	79,243	87,744	470	516	553	92,769	97,791	98,988
Tarifa Residencial Triple Horario	0	481	1,256	0	0	6	83	83	956
Total Abonados Residenciales	1,287,566	1,345,236	1,370,126	5,602	5,696	5,737	842,701	829,900	768,804
Participación Tarifas Horarias	5.6%	5.9%	6.5%	8.4%	9.1%	9.7%	11.0%	11.8%	13.0%

Fuente: elaboración propia con base en UTE en cifras (2020)

3.4.3. Tarifas para pequeñas cargas del sector Comercial en BT

La Tarifa General Simple fue pensada para servicios conectados en Baja Tensión –niveles de tensión 230 V y 400 V– con modalidad de consumo no Residencial ni Alumbrado Público cuya potencia contratada sea inferior o igual a los 40 kW. Para consumidores con demandas de potencia mayores a 40kW aplican tarifas con cargos horarios. Nótese que además del cargo variable por energía, hay un cargo por potencia contratada y un cargo fijo mensual (comercial).

Tabla 13 – Uruguay: Tarifa General Simple para pequeñas cargas en BT

Tarifa General Simple		
Cargo por energía	Unidad	Cargo
1-1000 kWh mensuales	\$/kWh	5.723
1001 kWh mensuales en adelante	\$/kWh	6.568
Cargo por potencia contratada	\$/kW	64.4
Cargo fijo mensual	\$	223.3

Fuente: elaboración propia con base en Pliego Tarifario de UTE

3.4.4. Tarifas para cargas medianas y grandes (Industriales y Comercial)

Todas las tarifas a las cargas medianas y grandes, independiente del nivel de tensión en las que se ubiquen, están sujetas a cargos de energía que varían por bloque horario, cargos por potencia medida por bloque horario, y cargo fijo comercial. En general, a medida que aumenta el nivel de tensión, disminuye la diferencia de los cargos con relación al cargo de punta, esta situación se explica por la mejora en el factor de carga que se verifica con el aumento del nivel de tensión.

Tabla 14 – Uruguay: Tarifa horarias a cargas medianas y grandes

Tarifa	Nivel de Tensión kV	Precio de energía \$/kWh			Potencia máxima medida \$/kW				Cargo fijo mensual \$
		Nocturno	Valle	Punta	Nocturno	Valle	Punta	Valle-punta	
MC1	0.230-0.400	2.408	4.507	10.252				349.7	649.6
MC2	6.4-15-22	1.959	4.077	7.846				239.0	649.6
MC3	31.5	1.948	4.067	6.932				153.0	649.6
GC1	0.230-0.400	1.979	3.574	10.753				469.4	13,679
GC2	6.4-15-22	1.950	3.369	8.662	10.0	109.1	180.1		13,679
GC3	31.5	1.929	3.321	6.032	33.1	89.6	141.2		13,679
GC4	63	1.929	3.321	5.624	33.1	89.1	117.5		13,679
Relación con el cargo de energía de Punto									
MC1	0.230-0.400	0.23	0.44	1					
MC2	6.4-15-22	0.25	0.52	1					
MC3	31.5	0.28	0.59	1					
GC1	0.230-0.400	0.18	0.33	1					
GC2	6.4-15-22	0.23	0.39	1	0.06	0.61	1		
GC3	31.5	0.32	0.55	1	0.23	0.63	1		
GC4	63	0.34	0.59	1	0.28	0.76	1		
Relación con el cargo de potencia de Punta									

3.4.5. Tarifas para Alumbrado Público

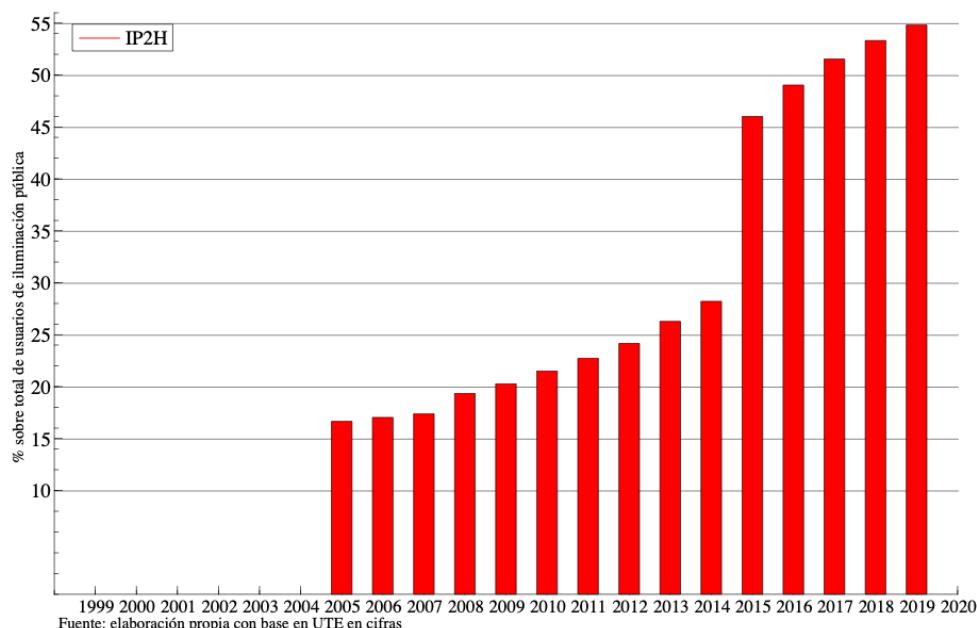
En el sector de Alumbrado Público también se ha producido una inserción significativa de cargos horarios. La tarifa de Alumbrado Público no afecta a los usuarios finales, ya que es paga por las alcaldías, pero sí muestra que las tarifas horarias se aplican en todo el abanico de usuarios. La Figura 4 muestra la rápida respuesta que tuvo la opción tarifaria por bloques horarios para los usuarios de alumbrado público: en 2019 el total de usuarios de esa categoría tarifaria alcanza al 55% del total de usuarios de iluminación pública. Para acceder a esta opción tarifaria la potencia contratada debe ser mayor o igual a 10 kW, con mantenimiento de las redes hasta el puesto de medida a cargo del usuario.

Los cargos por energía se distribuyen en dos períodos horarios, durante todos los días que integran la factura mensual, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Horas Punta: de 17:00 a 23:00 hrs
- Horas Fuera de Punta: de 00:00 a 17:00 y de 23:00 a 24hrs

Además del cargo por potencia contratada, se debe pagar un cargo fijo mensual (comercial). El cargo de energía fuera de la punta representa el 36% del precio de la energía en la punta.

Figura 4 – Uruguay: Evolución de la cantidad de usuarios de iluminación pública con tarifas por tiempo de uso (doble horario)



3.4.6. Tarifa para Vehículos Eléctricos

Para la carga de energía a vehículos eléctricos en puestos de carga ubicados en la vía pública, la empresa eléctrica implantó un sistema a través del uso de una tarjeta de identificación específica. La tarifa por la carga depende del período horario y replica, en buena medida, el costo de energía en el mercado mayorista.

Tabla 15 – Uruguay: tarifa para movilidad eléctrica

Período		\$/kWh	Relación con el cargo de Punta
Punta	18:00 a 22:00h	15.031	1.00
Llano	07:00 a 18:00; 22:00 a 24:00hh	5.754	0.38
Noche	00:00 a 07:00h	3.094	0.21

3.4.7. Cargos por Energía Reactiva

Con el propósito de internalizar los costos que genera al sistema el consumo de energía reactiva, todos los usuarios son facturados por su consumo de energía reactivas, según el siguiente detalle:

- **Tarifas General Simple, Residencial Simple, de Consumo Básico Residencial y Alumbrado Público:** se factura un adicional por consumos reactivos cuando el indicador de factor de potencia sea inferior a 0,92.

- **Tarifas Doble Horario (Residencial y Alumbrado Público):** se factura un adicional por consumos de energía reactiva cuando el indicador de factor de potencia sea inferior a 0,92, y una bonificación cuando el indicador de factor de potencia sea igual o superior a 0,92.
- **Tarifas Triple-Horario (Tarifa Residencial Triple Horario, Tarifa General Hora-Estacional, GC1 y GC2, MC, y de Zafra Estival):** se factura un adicional por consumos de energía reactiva cuando el indicador de factor de potencia sea inferior a 0,92, y una bonificación cuando el indicador de factor de potencia sea igual o superior a 0,92.
- **Tarifas Triple-Horario a GC3 y GC4:** se factura un adicional por consumos de energía y potencia reactiva cuando el indicador de factor de potencia sea inferior a 0,92, y una bonificación cuando el indicador de factor de potencia sea igual o superior a 0,92.

3.4.8. *Tarifas y calidad del servicio*

La estructura tarifaria en Uruguay no incluye un vínculo directo entre las tarifas y la calidad del servicio que deben recibir los usuarios. La calidad del servicio se determina por indicadores de densidad que permiten dividir al país en áreas de distribución tipo (ADT), que luego son insumos para los estudios de determinación de Valores Agregados de Distribución Estándar (VADE). Para esta división se utilizan tres indicadores:

1. $I_1 = \frac{\text{Potencia máxima de la localidad (kW)}}{\text{longitud de la red de MT (km)}}$
2. $I_2 = \frac{\text{Cantidad total de clientes en MT+ BT (clientes)}}{\text{longitud de la red de MT+BT (km)}}$
3. $I_3 = \frac{\text{Cantidad total de clientes en BT (kW)}}{\text{número de subestaciones (subestaciones)}}$

Con base en estos tres indicadores, se definen cinco ADT para el país:

- ADT 1: Urbana alta densidad
- ADT 2: Urbana densidad media
- ADT 3: Urbana baja densidad
- ADT 4: Rural densidad media
- ADT 5: Rural densidad baja

Por ejemplo, dos usuarios A y B, con la misma potencia contratada, y con la misma opción tarifaria, pero ubicados en ADT diferentes, recibirán calidad de servicio acorde a las características de la red a la que están conectados. En otras palabras, como hay una tarifa única aplicable en todo el territorio nacional, pero siendo muy distintos los costos de abastecer a los usuarios, el ajuste se da a través de la calidad del servicio. De esta forma se logra tener el mismo costo tarifario, a pesar de que los costos de prestar el servicio son diferentes.

3.5. *El caso del Perú (Lima)*

El OSINERGMIN, de conformidad a lo dispuesto por su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de normar y regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios del servicio público de electricidad.

En noviembre de 2013 entró en vigencia la nueva norma de “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, establecida mediante Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, vigente para el periodo noviembre 2013 – octubre 2017. Esta norma se elaboró sobre la base de la Resolución OSINERGMIN N° 182-2009- OS/CD.

Las opciones tarifarias contenidas son distintas alternativas tarifarias que las empresas distribuidoras deben poner a disposición de los usuarios para que éstos puedan optar entre ellas.

Definición de Usuarios:

Son usuarios en media tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV y menor a 30 kV, en tanto los usuarios en baja tensión (BT) son aquellos que conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.

Definición de Bloques Horarios:

Se define como horas de punta (HP), el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año.

Se define como horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

3.5.1. *Opciones tarifarias*

Las opciones tarifarias para la Baja Tensión son las resumidas en la siguiente tabla:

Tabla 16 – Perú: opciones tarifarias en la BT

Baja Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
BT2	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) – Energía: Punta y Fuera de Punta – Potencia: Punta y Fuera de Punta – Modalidad de facturación de potencia activa variable. 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa en horas de punta. c. Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d. Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e. Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f. Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g. Cargo por energía reactiva.
BT3	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) – Energía: Punta y Fuera de Punta – Potencia: Máxima del Mes – Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable – Calificación de Potencia: <ul style="list-style-type: none"> ○ P: Usuario presente en punta ○ FP: Usuario presente fuera de punta. 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa en horas de punta. c. Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d. Cargo por potencia activa de generación. e. Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f. Cargo por energía reactiva.
BT4	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) – Energía: Total del mes – Potencia: Máxima del mes – Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o Variable – Calificación de Potencia: <ul style="list-style-type: none"> ○ P: Usuario presente en punta ○ FP: Usuario presente fuera de punta. 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa. c. Cargo por potencia activa de generación. d. Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e. Cargo por energía reactiva.
BT5A	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de dos energías activas (2E) – Energía: Punta y Fuera de Punta 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa en horas de punta. c. Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d. Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.
BT5B	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de una energía activa (1E) – Energía: Total del mes 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa.
BT5C	<ul style="list-style-type: none"> – Alumbrado Público, medición de una energía activa (1E) – Energía: Total del mes 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por energía activa.
BT6	<ul style="list-style-type: none"> – Medición de una potencia activa (1P) – Potencia: Máxima del mes 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo fijo mensual. b. Cargo por potencia activa.
BT7	<ul style="list-style-type: none"> – Servicio Prepago de Energía Eléctrica – Medición de Energía Activa 	<ul style="list-style-type: none"> a. Cargo por energía activa

La categoría BT5B corresponde a usuarios residenciales con medición de energía activa, la categoría BT5C es la asociada al alumbrado público, en tanto que la categoría BT7 se refiere al servicio prepago de electricidad, y la categoría BT8 se vincula con los servicios rurales. Las opciones tarifarias con discriminación horaria para la BT son BT2, BT3 y BT5A. Como se puede ver en la tabla siguiente, en el caso de ENEL Distribución, más del 95% de los clientes regulados de baja tensión y casi el 80% del mercado en baja tensión no presentan diferenciación horaria:

Tabla 17: Cantidad de Clientes Mercado por Opción Tarifaria (BT)

Participación BT - Enel Perú				
Categoría	Clientes	Consumo (MWh)	Participación (clientes)	Participación (energía)
Total	1,439,258	4,223,381		
BT2	281	20,583	0.0%	0.5%
BT3	2,391	196,625	0.2%	4.7%
BT4	2,371	202,340	0.2%	4.8%
BT5A	700	20,996	0.0%	0.5%
BT5B	1,363,298	3,097,668	94.7%	73.3%
BT5BNR	56,673	365,826	3.9%	8.7%
BT5C-AP	7,916	292,930	0.6%	6.9%
BT5D	-	-	0.0%	0.0%
BT5E	-	-	0.0%	0.0%
BT5ENR	-	-	0.4%	0.0%
BT6	-	-	0.0%	0.0%
BT6NR	5,628	26,413	0.4%	0.6%
BT7	-	-	0.0%	0.0%
BT8	-	-	0.0%	0.0%

3.5.2. *Condiciones Generales de aplicación de las Opciones Tarifarias*

Las condiciones generales para la aplicación de las Opciones Tarifarias a los usuarios del servicio de energía eléctrica son las siguientes:

- Los usuarios pueden elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria. La opción tarifaria elegida por el usuario debe ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.
- La vigencia de las opciones tarifarias es por un plazo de un año.
- Los usuarios tienen la facultad de cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de dicha opción tarifaria, cumpliendo los requisitos mínimos para la

medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada.

- El usuario debe afrontar en caso que corresponda los eventuales costos de adecuación del sistema de medición, cuando se requiere la medición de mayores parámetros de energía y potencia, y/o para cumplir con las limitaciones de potencia de la opción tarifaria que solicita.

3.5.3. *Condiciones Tarifarias específicas*

a) *Facturación Cargo Fijo Mensual*

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y es incluido en la factura al usuario en cada periodo de facturación, inclusive si el consumo es nulo en el periodo. El cargo fijo mensual está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura. Este cargo, que se calcula en los procesos de revisión tarifaria del VAD, forma parte de todas las opciones tarifarias.

b) *Opción Tarifaria BT2*

Esta opción considera precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas de punta o bien en horas fuera de punta.

b.1) *Facturación de la Energía Activa*

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptúan los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

b.2) *Facturación del cargo por potencia activa de generación*

La potencia activa de generación está dada por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta en el periodo de medición, expresada en kW. De esta manera la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtiene multiplicando la potencia activa a facturar, por el cargo mensual por potencia activa de generación en horas de punta.

b.3) *Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución*

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, se consideran precios diferenciados para la facturación de la potencia, en la modalidad potencia variable, según si ésta es efectuada en horas de punta o bien en horas de fuera de punta:

- *Facturación de Potencia en horas de Punta*

La facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.

- *Facturación por exceso de Potencia Activa*

Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.

c) *Opción Tarifaria BT5B (Residencial)*

Solo pueden optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.

La empresa distribuidora a su criterio y costo, efectúa el control de las demandas máximas horarias para lo cual puede instalar durante un periodo temporal, mínimo por una semana, un equipo de medición con capacidad de medir la demanda.

La distribuidora está facultada a incluir en la factura de electricidad del usuario, los excesos de potencia y en caso que el exceso supere el límite, se requerirá la selección de otra opción tarifaria por parte del usuario.

d) Opciones Tarifarias BT5C-AP

- En los casos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades, estas podrán elegir cualquier opción tarifaria binomia.
- En materia de alumbrado público, las empresas distribuidoras solo aplicarán la opción tarifaria BT5C-AP.
- Para el caso del sistema de alumbrado público perteneciente a los SER, la facturación del alumbrado público se podrá realizar en base al consumo teórico del mismo y el cargo de energía de la BT5C-AP. Dicho consumo teórico será determinado en función de la potencia instalada de la lámpara más la potencia de los accesorios de encendido, multiplicado por 360 horas/mes (horas de funcionamiento media mensual).

e) Opción Tarifaria BT7 - Prepago

Para poder acceder a la opción tarifaria prepaga, los usuarios deben poseer un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago y tener una máxima de potencia inferior a 20 kW.

La facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico contempla:

- Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) asociado a un monto mensual por mantenimiento y reposición,
- Importe por alumbrado público,
- Fondo de Compensación Social Eléctrica y
- Aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural.

Los valores tarifarios aplicables a partir del 04 de octubre de 2020, para la categoría BT2 con medición horaria y BT5B sin medición horaria, son los siguientes:

Tabla 18 – Perú: Tarifa BT2 - Energía y Potencia por Bloque Horario

	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT2: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P			
Cargo Fijo Mensual		S./mes	4.41
Cargo por Energía Activa en Punta		ctm. S./kW.h	28.09
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta		ctm. S./kW.h	23.50
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP		S./kW-mes	68.09
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP		S./kW-mes	54.34
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP		S./kW-mes	38.19
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S./kVar.h	4.85

Tabla 19 – Perú: Tarifa BT5B (Residencial)

TARIFA BT5B		TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial		a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
0 - 30 kW.h		Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.56
		Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.90
31 - 100 kW.h		Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.56
		Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	9.87
		Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	43.87
b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes				
		Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.66
		Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	45.54

3.5.4. *Bajos Ingresos*

Para los sectores de bajos ingresos no existe un tratamiento especial, sin embargo, en la categoría BT5B, se presenta una diferenciación en función del consumo de subsistencia 100 kWh mes. Para consumos menores a dicho umbral el esquema tarifario presenta dos bloques crecientes, hasta 30 kWh y desde 31 kWh hasta 100 kWh. En tanto que para consumos superiores al de subsistencia la tarifa es plana y significativamente mayor a la correspondiente a los primeros 30 kWh.

3.5.5. *Electromovilidad*

El desarrollo de la electromovilidad en el Perú aún es incipiente. Las principales medidas implementadas tendientes a fomentar la expansión de la electromovilidad son las siguientes:

1. Promoción del transporte terrestre eléctrico: esta medida consiste en el análisis de la normativa que debe reglamentar la actividad, el desarrollo de programas piloto con buses y vehículos livianos; y la identificación de la infraestructura necesaria para expandir el sistema.
2. Ajuste de la tasa del impuesto a los combustibles y vehículos, para aumentar la penalización por el uso de combustibles nocivos.
3. Implementación de Bus Eléctrico en San Isidro (Lima)
4. Modificación del reglamento nacional de vehículos, para lograr la homologación de las condiciones técnicas de los vehículos eléctricos.
5. Presentación de buses eléctricos para la actividad minera (mina Cerro Corona) y para actividades comerciales.
6. Desarrollo de Mototaxis eléctricos, esta iniciativa es desarrollada por la empresa Ecoenergy SAC en Pucallpa.

En este marco de promoción de la tecnología de electromovilidad, uno de los puntos cruciales que aún está pendiente en la agenda del Perú es la promoción de tarifas para la recarga eficiente de vehículos; al respecto, en un estudio desarrollado en 2019 el Osinergmin (OSINERGMIN, 2019) considera que:

- Debe evaluarse el establecimiento de tarifas que fomenten el uso eficiente de la energía, mediante la recarga domiciliaria de vehículos eléctricos en la madrugada.
- Las electrolineras, por la necesidad de potencia que tienen, deberían operar como usuarios libres teniendo la posibilidad de definir un precio con el suministrador, creando así un espacio de libertad de precios que finalmente podrá trasladarse a los usuarios del vehículo eléctrico.

3.6. El caso de España (Madrid)

El mercado minorista español de energía eléctrica, según cifras oficiales de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, 2019), cuenta con más de 28 millones de consumidores, siendo que más del 60% es suministrado por un comercializador en régimen de mercado libre – representando 89% de la energía consumida. El 89% de los consumidores residenciales tiene una potencia contratada menor a 10 kW

Tabla 20 – Energía suministrada en España y número de suministros por sector

	Consumo GWh	% Consumo	Nº Suministros	% Nº Suministros
Residencial <10 kW	64.563	28%	26.389.969	94%
Residencial > 10 kW	7.919	3%	784.847	3%
PYME	50.004	21%	825.935	3%
Industrial	111.930	48%	23.131	0.1%
Total	234.416	100%	28.023.882	100%

Fuente: (CNMC, 2019)

3.6.1. Tarifas residenciales

Para ilustrar los cargos tarifarios disponibles en España, hemos tomado como ejemplo el caso del comercializador “Lucera”, pues tiene como meta ganar ahorroando energía. Luce cobra 4,90€/mes por abonado, independiente del consumo.

Tabla 21 – España: ejemplo de tarifa para residencias

Período	Cargo Energía €/kWh	Relación con Punta	Potencia €/kW día
Potencia hasta 10 kW			
Punta: de 13 a 23h	0,148	1	0.1042
Valle: de 23 a 1 y de 7 a 13h	0,073	49%	
Potencia de 10 a 15kW			
Punta: de 13 a 23h	0,161	1	0,1218
Valle: de 23 a 1 y de 7 a 13h	0,084	52%	

Fuente: <https://lucera.es/tarifas-luz>

3.6.2. Tarifas para movilidad eléctrica

La movilidad eléctrica fue la protagonista del año 2020 en lo que se refiere al número de matriculaciones de vehículos. El mes que alcanzó la cifra más alta fue febrero de 2020, en que se matricularon 15.186 coches eléctricos. La cifra de matriculaciones en junio se mantuvo muy cerca, en 14.315.

A pesar del crecimiento visible durante los últimos meses y el que se prevé en un futuro próximo, España sigue estando a la cola de los países europeos en cuanto a la adopción de movilidad eléctrica. Según ANFAC, España se sitúa en los 17,1 puntos, mientras que Noruega supera los 241.

Lo mismo ocurre con las estaciones de carga. España ocupa la última posición en comparación con otros países europeos que también están implementando este sistema de transporte. En 2020, se han instalados un total de 7.607 puntos de recarga públicos en el país, la mayoría en Cataluña. De estos, más de la mitad se encuentran en puntos urbanos.

Figura 5 – Indicador Global de Electromovilidad



Fuente: Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC)

Para incentivar el uso del coche eléctrico Lucera ofrece una tarifa triple -horario con las siguientes características:

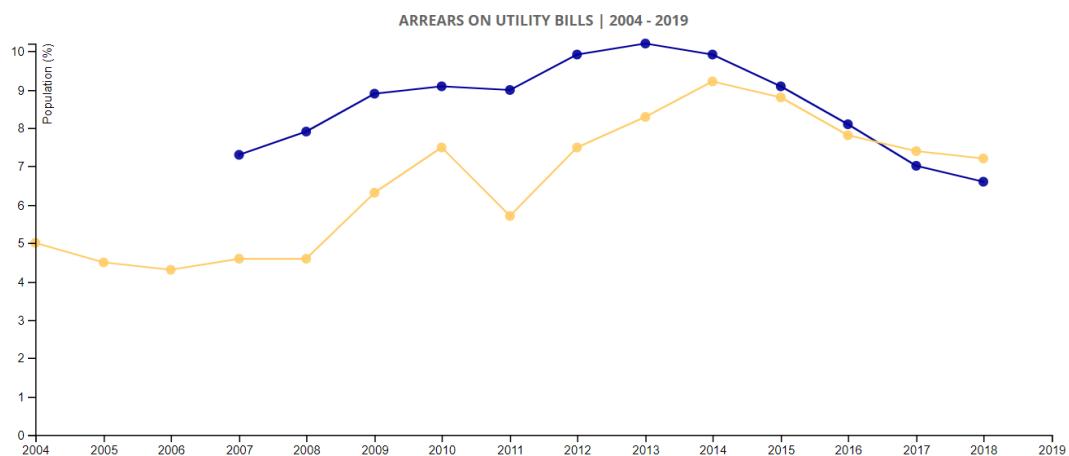
Tabla 22 – España: ejemplo de tarifa para residencia con coche eléctrico

Período	Cargo Energía €/kWh	Relación con Punta	Potencia €/kW día
Potencia hasta 10 kW			
Punta: de 13 a 23h	0,149	1	
Valle: de 23 a 1 y de 7 a 13h	0,085	67%	0,1242
Supervalle: de 1 a 7h	0,068	46%	
Potencia de 10 a 15kW			
Punta: de 13 a 23h	0,163		
Valle: de 23 a 1 y de 7 a 13h	0,098	60%	0,1218
Supervalle: de 1 a 7h	0,074	45%	

Fuente: <https://lucera.es/tarifa-luz-dhs-coche-electrico>

3.6.3. Tarifas para usuarios de bajos ingresos

En lo referido a la condición de los usuarios de bajos ingresos, la evolución del indicador de atraso en los pagos de los servicios de las *utilities*, es la siguiente:



Fuente: EU Energy Poverty Observatory

Como lo muestra la figura anterior, España, en color amarillo, presenta un deterioro sistemático en las condiciones de pobreza en el período 2006-2015. En el período 2016-2018 el indicador de atrasos en los pagos de las facturas de los servicios públicos se estabiliza en torno al 7.5%.

Como una medida paliativa de esta situación se implementó un Bono Social que consiste en un descuento destinado a personas con dificultades para pagar la factura de la luz.

El bono social tiene las siguientes características:

- Solo puede ser solicitado por el titular del suministro.

- Se debe tener ingresos de la unidad familiar inferiores a cierto umbral.
- Solo se aplica a hogares con menos de 10 kW de potencia.

El Bono Social Iberdrola consiste en un descuento sobre la tarifa regulada PVPC, Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, por lo que únicamente está disponible con las comercializadoras de referencia que ofrecen esta tarifa.

3.6.4. *Tarifas Prepagas*

España aplica un esquema de tarjetas prepagadas para el servicio de energía eléctrica, el saldo de dichas tarjetas se gasta en función de los minutos que se consuman, y el cliente tiene la posibilidad de ir recargando su saldo a medida que lo vaya consumiendo.

Los primeros sistemas de prepago de electricidad en los años 90 funcionaban mediante monedas físicas, que se introducían en el contador de electricidad para que este proporcionara energía eléctrica al hogar. Sin embargo, hoy en día ese sistema ya ha quedado muy anticuado, y por eso se crearon las denominadas “tarjetas inteligentes”. El funcionamiento de una tarjeta prepago inteligente consiste en recargarla con dinero efectivo en determinados establecimientos y/o cajeros automáticos.

Una vez recargada la tarjeta la misma se introduce en el medidor residencial.

Otra forma de recargar el saldo de electricidad es introduciendo una serie de cupones. Estos disponen de un código secreto que hay que introducir en el aparato. Cabe destacar que actualmente en España, se está introduciendo un nuevo sistema de saldo virtual de contadores digitales telegestionados. Estos contadores, como su propio nombre indica, pueden recargarse mediante cajeros, dispositivos móviles (*smartphone*), la Red inalámbrica, e incluso establecimientos físicos.

El precio de cada kWh (kilovatio-hora) es prácticamente el mismo con las tarjeta prepago de electricidad que con las tarifas de contrato. Ambas cuentan con un término fijo y uno variable. Las ventajas en términos de eficiencia de los esquemas prepagos están dadas por el hecho que hay una limitación ex ante al consumo de energía, el cual se fija con base en el saldo de la tarjeta prepaga.

3.7. *El caso de Italia (Roma)*

En Italia se aplica, desde el año 2010, un esquema tarifario con discriminación horaria para el sector residencial, denominando Tarifa Bihoraria o Dual. El objetivo de la tarifa es generar ahorros para los usuarios cuyos consumos se concentran en más de dos terceras partes en el periodo fuera de punta, a la vez que se procura exponer a la demanda residencial a los costos reales del suministro y sus variaciones en el tiempo.

A partir de julio de 2010 la tarifa bihoraria se hizo obligatoria para todos los usuarios atendidos por distribuidores o por comercializadores por defecto (cerca de 25 millones de usuarios en el régimen de servicio universal).

El proceso contempló un periodo de transición con diferencias limitadas (no más de un 10% en el costo de la energía) entre la tarifa de punta y fuera de punta hasta diciembre 31 de 2011, y un periodo de aplicación regular a partir de enero de 2012, con mayores diferencias entre las dos tarifas, basadas en la evolución del costo real de la energía en el mercado.

3.7.1. *Descripción del esquema*

Con la tarifa dual, el “precio de la electricidad” cambia según las horas del día y la semana. Las franjas horarias para la energía, establecidas por la Autoridad, son tres: F1, F2 y F3. Sin embargo, para la tarifa dual, las bandas F2 y F3 se agrupan en la banda F23.

- F1: horario diurno de 8.00 a 19.00

- F23: horario vespertino y nocturno de 19.00 hs a 8.00 hs , fines de semana y festivos

En las etapas iniciales del esquema tarifario dual del mercado protegido era posible obtener ahorros significativos en la factura de electricidad, siempre que el consumo se concentrara en los rangos menos costosos. Esta diferencia de precio entre las bandas F1 y F23 del servicio de protección disminuyó en forma considerable, debido al desarrollo de fuentes renovables.

El mercado libre de electricidad y gas natural existe en Italia desde hace muchos años. Paralelamente existe, aunque reservado para algunos tipos de clientes, el Servicio de Mayor Protección, gestionado por la Autoridad. Pueden adherir al Servicio de Mayor Protección todos los consumidores que tienen derecho y no han elegido proveedor en el mercado libre. Este servicio está dirigido particularmente a los usuarios residenciales.

Las evaluaciones realizadas por el regulador muestran que se han presentado desplazamientos pequeños pero significativos en términos del porcentaje de usuarios que no sólo han aumentado su consumo en horas fuera de punta con respecto al consumo en horas de punta (un aumento del 4%) sino que también han reducido en promedio su consumo durante las horas de punta.

Por último, cabe destacar que el esquema de discriminación horaria se aplica sólo sobre el componente costo de electricidad, en tanto que los cargos asociados a la remuneración de la transmisión, distribución y servicio son uniformes.

Tabla 23 – Italia: Comparación Mercado de Protección vs Mercado libre – opciones tarifarias

	Mayor servicio de protección	Mercado libre
Proveedor	Único (vinculado al distribuidor)	Cualquier proveedor activo en el área
Precio de la energía	Establecido por la Autoridad	Definido en el contrato
Evolución de las condiciones económicas	Varían trimestralmente	Oferta de precio fijo por 1, 2 o 3 años Oferta de precio variable Oferta todo incluido
Opciones de tarifa	Monorario Bioraria	Monorario Bioraria Tres horas Energía verde de fuentes renovables
Servicios	A petición del cliente: Domiciliación bancaria Factura electrónica	Domiciliación bancaria Factura electrónica Gestión online de facturas y suministros Servicios energéticos adicionales Aplicación para gestionar facturas y suministros Asistencia en caso de avería en la casa

Fuente: Selectra en <https://puntienergia.com/guida/consigli/tariffa-bioraria-conviene-veramente>

3.7.2. Tarifas duales

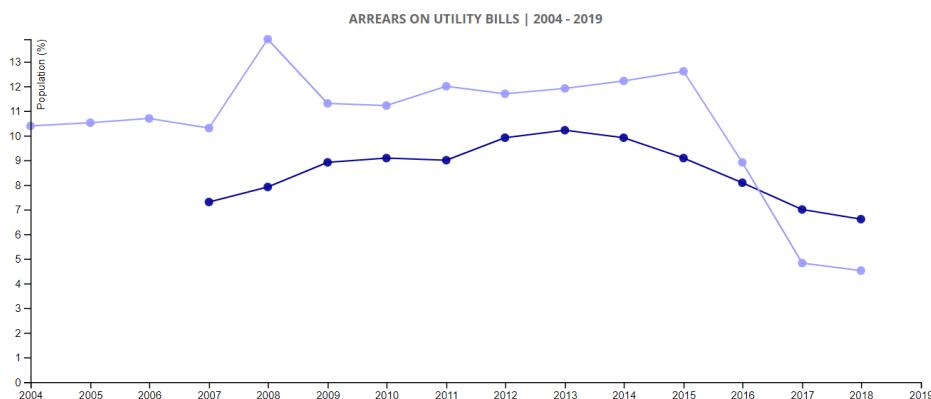
Las tarifas actuales fueron actualizadas el 1 de octubre de 2020 y están vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020. Como se puede ver en la Tabla 24, el componente precio de la energía para el período punta, tiene un cargo F1 de 1.2 veces el cargo de fuera de punta F23.

Tabla 24 – Italia: Tarifas Diales de Energía

Rango de consumo	Gasto € / kWh
Energía F1	0.07481
Energía F23	0.06234

3.7.3. *Bajos Ingresos*

En lo referido a la condición de los usuarios de bajos ingresos, Italia presenta los siguientes indicadores de atraso en los pagos de los servicios de las *utilities*:



Fuente: EU Energy Poverty Observatory

Como lo muestra la figura anterior, Italia, en color azul claro, presenta para el período 2004-2015 valores superiores al 10%, esto significa que en cada año, más del 10% de la población registró atrasos en el pago de los servicios básicos. Este porcentaje cayó a valores del orden del 5% en los períodos 2017 y 2018.

En este contexto, el gobierno de Italia adoptó la implementación de un subsidio o “bono social” para ayudar a las familias de bajos ingresos al liberarlas de parte del costo de las facturas de gas y electricidad.

Este bono fue establecido en 2005 mediante la Ley No. 265, 23/12/2005, pero solo en 2007 el gobierno reglamentó dicha Ley mediante Decreto Legislativo No. 28/12/2007.

Para 2018, la Autoridad del Sistema de Electricidad, Gas y Agua estableció los siguientes valores que correspondía netear de las facturas de los hogares que tienen acceso al bono.

Tabla 25: Valor del Bono para los usuarios de bajos ingresos

HOUSEHOLD COMPONENTS	ELECTRICITY BONUS [€/year/sampling point]
1-2	125
3-4	153
more than 4	184

Fuente: AEEGSI

3.7.4. *Vehículos eléctricos*

En los diez primeros meses del año 2018, las ventas de coches eléctricos híbridos aumentaron un 31,3% mientras que las matriculaciones de vehículos eléctricos enchufables aumentaron

un 68,5% y las de coches eléctricos de batería un 150%.

Sin abandonar la producción de vehículos diésel, FCA Group apuesta por vehículos limpios: la planta de FCA en Mirafiori fabricará la versión totalmente eléctrica del modelo Fiat 500 para el mercado europeo, cuyas primeras entregas estaban previstas para 2020. La mayoría de los nuevos modelos previstos por FCA tendrá versiones eléctricas completas, híbridas o enchufables.

La tabla siguiente ilustra la cantidad de vehículos en el mercado de vehículos eléctricos de batería de pasajeros, vehículos eléctricos híbridos y vehículos eléctricos híbridos enchufables.

Tabla 26: Parque automotor de VE en Italia

Fleet Totals on 31 December 2018					
Vehicle Type	EVs	HEVs	PHEVs	FCVs	Total ^h
Bicycles	500,000 ⁱ	n.a.	n.a.	n.a.	3,500,000 ⁱ
Mopeds ^a	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,950,000 ⁱ
Motorbikes ^b	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	6,689,911 ⁱ
Quadricycles ^c	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Passenger vehicles ^d	7,469 ^j	177,583 ^j	1 ^p	38,520,321 ^m	
Commercial vehicles ^f	4,045 ^j	638 ^j	n.a.	3,555,849 ^j	
Buses ^e	n.a.	n.a.	13 ^p	99,100 ^m	
Trucks ^g	27 ^j	1 ^j	n.a.	527,499 ^j	
Totals without bicycles	11,541	178,222	14	51,342,680	

Fuente: IEA International Energy Agency –Italy Report 2019

Diferentes tipos de iniciativas (legislación, regulaciones, estándares, promociones) apoyan la introducción de vehículos eléctricos y vehículos híbridos en Italia. La mayoría de estas iniciativas son el resultado del creciente interés de las empresas eléctricas en analizar las perspectivas del mercado y el impacto potencial de los vehículos eléctricos en la red eléctrica.

La Autoridad Reguladora Italiana de Electricidad, Gas y Agua (AEEGSI) promulgó un conjunto de reglas generales para los servicios de transmisión, despacho, distribución y medición de energía eléctrica para cada punto de carga de vehículos eléctricos. Estas reglas se aplicaron en seis proyectos piloto destinados a verificar modelos comerciales y diversas tecnologías de infraestructura y vehículos eléctricos. El 31 de diciembre de 2015 se completaron estos proyectos piloto y se aprovechó la experiencia para realizar algunas evaluaciones en cuanto a modelos de servicios de recarga de vehículos eléctricos en lugares públicos: los resultados detallados deberían publicarse en 2017. El cargo de vehículos eléctricos fue señalado por AEEGSI para ser considerado en la revisión de las tarifas domésticas.

Con el Decreto. 56/10 y 242/10, la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente introdujo las reglas para la recarga de vehículos eléctricos. Los clientes podrán recargar sus coches a través de infraestructuras de carga públicas y privadas. En complemento, mediante Resoluciones 242/10 y 568/19 se regula la actividad de carga de vehículos en un entorno privado (garajes privados o estacionamiento reservado en los estacionamientos de los condominios).

Por otra parte, para usuarios de baja tensión para la alimentación de infraestructuras públicas de carga de vehículos la Autoridad publicó con Resolución no. 568/19 las tarifas de transporte vigentes a partir del 1 de enero de 2020.

Tabla 27: Tarifa de energía para carga de vehículos eléctricos

Componenti della tariffa	Unità di misura	Prezzo
Prezzo dell'energia utilizzata	€/kWh	0,05882

El monto total es igual al componente único de la tarifa multiplicado por los kWh consumidos.

Estas tarifas no incluyen los costos de suministro ni los costos del servicio de recarga.

3.8. El caso de Nueva York

En el caso de Estados Unidos el servicio de energía eléctrica se encuentra completamente desregulado, por lo que incluso los usuarios residenciales pueden elegir su proveedor, de igual forma que los usuarios comerciales e industriales.

Es así que, en términos generales, la factura de electricidad final para el usuario se compone de tres elementos: a) suministro que remunera la generación y comercialización, b) componente de red, para remunerar las actividades reguladas de transmisión y distribución; e c) impuestos.

En este esquema, los cargos de red se encuentran regulados, con independencia del comercializador, mientras que el cargo de suministro puede ser negociado con distintos comercializadores. La compra y venta de energía en el mercado mayorista es realizada por comercializadores y no directamente por usuarios.

3.8.1. *Suministro de Energía*

El componente tarifario asociado a la generación es la suma del costo promedio de la energía definido por el *New York Independent System Operator* (NYISO) y definido como *Locational Based Marginal Price* (LBMP). El LBMP está compuesto por la suma del costo marginal de la energía, el costo de pérdidas de transmisión y el costo de congestión.

Estos valores son publicados diariamente por el *New York Independent System Operator* (NYISO), y no presentan discriminación horaria.

3.8.2. *Servicio Regulado de Transmisión*

El cargo que remunera la actividad de transmisión corresponde a la categoría “*Transmission Service Charge*” publicado por NYISO. Estos cargos se componen de los peajes de transmisión los cargos por uso de la infraestructura “*Transco Facilities Charges*” y de los ajustes a los cargos de transmisión “*NYPA Transmission Adjustment Charges (NTAC)*”.

3.8.3. *Componente Regulado Distribución*

El costo de distribución, así como también los costos fijos comerciales para la prestación del servicio se encuentra publicado en los pliegos tarifarios de la empresa distribuidora.

El pliego actualmente vigente presenta tres categorías para los usuarios residenciales:

- Tarifa I - Residencial y Religioso³: sin discriminación horaria, y
- Tarifa II - Residencial y Religioso – Voluntario ToU, que presenta discriminación horaria en

³ Religioso: servicio eléctrico suministrado por la compañía distribuidora a cualquier corporación o asociación con fines religiosos, cuando dicho servicio eléctrico se utilice exclusivamente en conexión con dichos fines religiosos; a una residencia comunitaria; o a un puesto o salón de propiedad o arrendado por una corporación sin fines de lucro que sea una organización de veteranos, u organización con fines sociales.

los cargos de energía denominados “*Energy Delivery Charges*”

- Tarifa III – Residencial y Religioso – Voluntario ToU, que presenta discriminación horaria en los cargos denominados “*Energy Delivery Charges*”

Existen dos grados de discriminación tarifaria, en primer lugar las tarifas se discriminan entre horarios punta y fuera de punta, y en segundo lugar hay un efecto estacional con un cargo más elevado en el período punta de los meses de junio a septiembre.

Las diferencias de cargos originadas por el efecto estacional son del orden de 2.75 veces. En tanto que las diferencias del período punta versus fuera de punta son aún más pronunciadas: 26 veces para los meses del período junio-septiembre.

Tabla 28 – Tarifas aplicables a los sectores Residencial y Religioso

Tipo de tarifa	Cargo fijo mensual	Consumo Jun, Jul, Ago, y Sept	Consumo meses restantes		
Plana		<= 250kWh	>250 kWh		
Tarifa I	\$15.76	10.817 cent	12.434 cent		
			10.817 cent		
TOU	Cargo fijo mensual	Punta	Fuera de Punta	Punta (restantes meses)	F. Punta (restantes meses)
Tarifa II	\$24.30	36.76 cent	1.41 cent	13.34cent	1.41 cent
Tarifa III	\$19.87	23.07 cent	1.63 cent	8.54 cent	1;63

3.8.4. *Movilidad Eléctrica*

Las ventas de vehículos de propulsión eléctrica en los EE:UU aumentaron en 2018, superando un total acumulado de un millón de EV desde diciembre de 2010.

Durante 2018, se vendieron 50 modelos de vehículos eléctricos enchufables (PEV), incluidos vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) y vehículos eléctricos de batería (BEV); así como 46 modelos de vehículos eléctricos híbridos (HEV).

a) *Iniciativas del Estado de New York*

Desde que el estado de Nueva York lanzó la iniciativa Charge NY (a fines de 2017), más de 5.750 consumidores han recibido reembolsos para comprar vehículos eléctricos. Además, a través de EVolve NY, la Autoridad de Energía de Nueva York comprometió 250 millones de dólares (hasta 2025) para iniciativas para abordar el desarrollo de infraestructura clave y reducir las brechas del mercado para la adopción de vehículos eléctricos en todo el estado.

EVolve NY ayuda a acelerar el programa Governor's Charge NY 2.0 para lanzar 10,000 estaciones de carga de vehículos eléctricos para 2021.

La Comisión de Servicios Públicos del Estado de Nueva York (PSC) autorizó el programa Make-Ready para proporcionar incentivos para la instalación de estaciones de carga de vehículos eléctricos (EVSE) de corriente continua y de nivel 2, por parte de las empresas eléctricas.

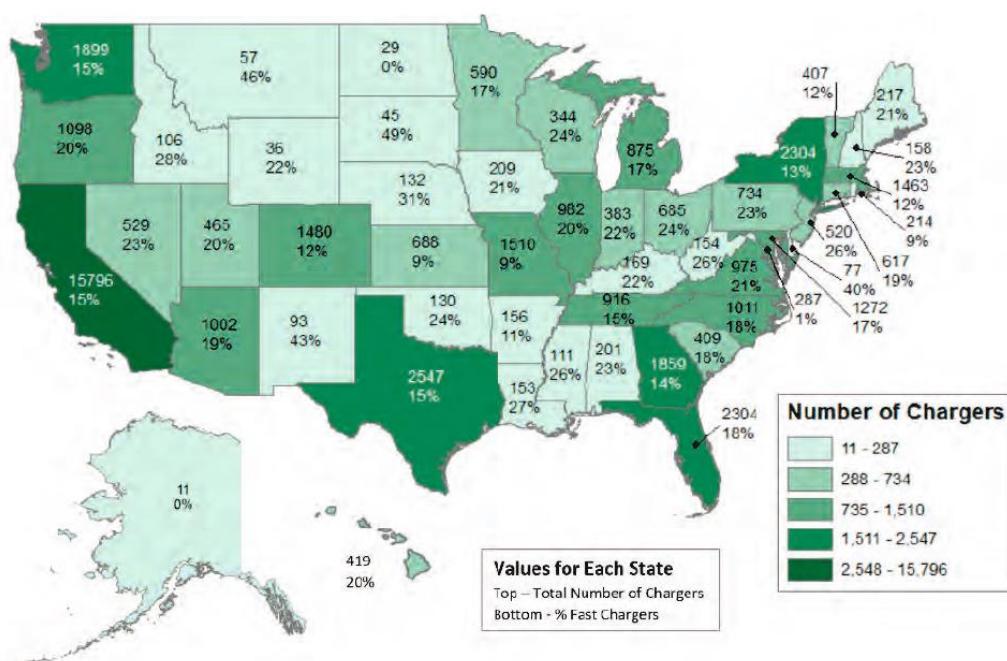
Adicionalmente la PSC ordena a las empresas de servicios públicos que establezcan un programa piloto de puesta a punto del servicio de carga eléctrica para vehículos medianos y pesados.

Por último, el PSC ordena a la Autoridad de Investigación y Desarrollo Energético del Estado de Nueva York (NYSERDA) que establezca una prima o incentivo para la transformación a vehículos limpios, un premio de movilidad personal limpia.

b) Infraestructura de carga de vehículos eléctricos

La figura siguiente presenta el número de estaciones de recarga de vehículos eléctricos por estado.

Figura 6 – Número de Estaciones de Carga de Vehículos Eléctricos



En lo que respecta a las tarifas para recarga de vehículos eléctricos, un informe del NYSERDA concluye que no hay tarifas predeterminadas para la carga de vehículos eléctricos (*Direct Current Fast Charger - DCFC*). Dentro de las opciones tarifarias aplicadas en New York se encuentran:

- tarifa de solo carga de energía con un umbral de consumo de energía mensual,
- tarifa de solo carga de energía sin un umbral de consumo de energía mensual y
- un limitador de tarifa.

Muchas de las empresas de servicios públicos entrevistadas por NYSERDA señalaron que las discusiones detalladas sobre cómo abordar las DCFC no han sido una alta prioridad. La mayoría de las empresas de servicios públicos entrevistadas consideraron que una tarifa existente se ajustaba bien a la aplicación DCFC y al perfil de carga, por lo que no era necesario desarrollar una nueva tarifa específica de DCFC.

Un caso de interés a analizar es el *Consolidated Edison* (ConEd) que prevé construir 60 estaciones de carga de vehículos eléctricos en la acera. ConEd es una empresa de servicios públicos responsable de proporcionar el servicio básico de electricidad a la ciudad de Nueva York y sus alrededores a tarifas fijadas por la PSC. En lo que respecta a la electromovilidad, el 53% de los conductores de vehículos eléctricos de Nueva York no pueden cargar en sus domicilios, por lo que es necesario recurrir a estaciones de recarga en la acera. En su Resumen ejecutivo para su plan

de implementación de carga en la acera, ConEd buscó diferenciar el suministro de electricidad a los conductores de vehículos eléctricos de cualquier otro cliente eléctrico al enmarcarlo como “un negocio emergente” por lo tanto no sujeto a regulación por parte de la PSC.

3.8.5. Tarifas para Usuarios con Bajos Ingresos

La PSC abrió en enero de 2015 un procedimiento para examinar los programas para usuarios de bajos ingresos ofrecidos por las principales empresas de servicios públicos de electricidad y gas en el estado de Nueva York. Los propósitos principales declarados del procedimiento son “estandarizar los programas de servicios públicos de bajos ingresos para reflejar las buenas prácticas cuando corresponda, simplificar el proceso regulatorio y garantizar la coherencia con los objetivos estatutarios y políticos de la Comisión”. Es decir, los programas para usuarios de bajos ingresos son propuestos por las empresas distribuidoras y aprobados por la PSC.

La PSC adopta una política según la cual un costo de energía igual o inferior al 6% del ingreso familiar es el nivel objetivo definido para los 2,3 millones de hogares de bajos ingresos en Nueva York. Los programas de servicios públicos actuales llegan a aproximadamente 1,1 millones de clientes.

Llegar a los 2,3 millones de hogares implica establecer nuevas asociaciones y nuevas formas para que las empresas de servicios públicos identifiquen e inscriban a los clientes elegibles. Como paso inicial, la Comisión ordena que las empresas de servicios públicos abran sus programas de descuento de bajos ingresos a todos los hogares que actualmente reciben HEAP - *Home Energy Assistance Program*, independientemente del tipo de combustible o beneficio.

Se establece un límite de financiamiento tal que el presupuesto total afectado de cada una de las empresas de servicios públicos no puede exceder el 2% de los ingresos totales de electricidad o gas para ventas a clientes finales.

A Con Edison se le permite continuar con su enfoque que extiende el programa de descuento de bajos ingresos a los clientes que reciben otros beneficios basados en ingresos además de HEAP. El mecanismo adoptado por Con Edison consiste en la aplicación de una serie de descuentos a los cargos finales, que varían en función del nivel de consumo o bloque tarifario.

3.9. El caso de Ontario

La capital de la provincia de Ontario, Canadá, es Toronto, siendo Toronto Hydro la principal compañía eléctrica de referencia. Para los usuarios residenciales o de BT de la provincia de Ontario, se aplican las tarifas de Toronto Hydro, las cuales se componen de los siguientes cargos:

- Cargo por energía (*Electricity Charge*), el cual es publicado y determinado por la *Ontario Energy Board* (OEB) y presenta dos opciones:
 - por nivel de consumo (*Tiered*), y
 - por bloque horario (*ToU*).
- Cargo por suministro (*Delivery Charge*): que tiene por finalidad la remuneración de las actividades de Distribución y Transmisión.
- Impuestos y otros cargos correspondientes.

3.9.1. Cargo por energía (*electricity charge*)

El cargo por energía presenta dos modalidades tarifarias, cuyos valores son determinados por la OEB, y entre las cuales pueden optar los usuarios residenciales y comerciales de pequeña escala.

Tarifas Tiempo de uso (*ToU*): a la mayoría de los clientes residenciales y de pequeñas empresas se les cobra utilizando tarifas de tiempo de uso, donde el precio de la energía depende del bloque horario en el que se utiliza la electricidad.

Por niveles de consumo (Tiered): un número muy pequeño de clientes todavía paga por la electricidad que demanda mediante un esquema de escalonamiento, dónde el costo de la energía consumida hasta cierto umbral es menor que el correspondiente al bloque de consumo siguiente.

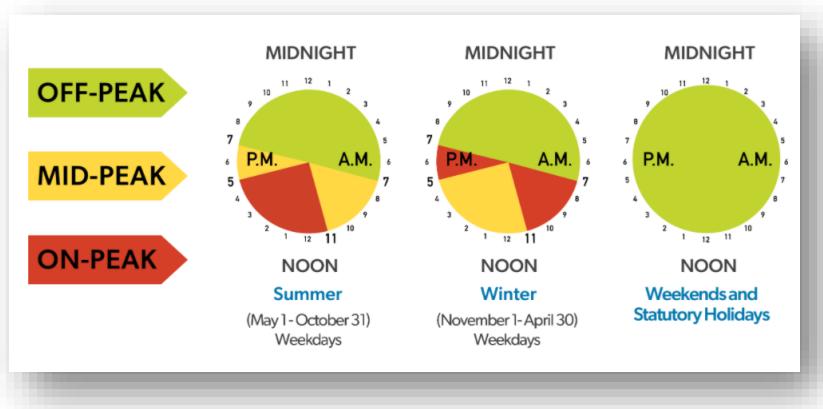
a) Tarifas ToU

El esquema de precios ToU considera tres bloques horarios:

- *Fuera de punta:* cuando la demanda de electricidad es más baja. Los hogares de Ontario utilizan la mayor parte de su electricidad, casi dos tercios, durante las horas de menor actividad.
- *Intermedio:* cuando la demanda de electricidad es moderada. Estos períodos son durante el día, pero no son los momentos de mayor actividad.
- *Punta:* cuando la demanda de electricidad es generalmente mayor. Estos son los momentos que están asociados al desarrollo de una intensa actividad en el hogar, y al uso de equipamiento de calefacción o de aire acondicionado.

Otra característica distintiva que presenta el esquema tarifario de la región de Ontario es un segundo nivel de segmentación en función de la estación del año y del tipo de día, hábil o feriado.

Figura 7 – Ontario: Cargo por electricidad, esquema ToU



Fuente: Ontario Energy Board (OEB)

Los cargos ToU para cada uno de los bloques horarios son definidos por el OEB en junio y en noviembre de cada año, y en caso de requerirse pueden ser revisados dentro de dicho período.

La Tabla 29 presenta los valores aprobados por OEB en las más recientes revisiones periódicas. Sin considerar los meses de mayor impacto de la pandemia, la relación de FP e intermedio con relación a la punta (P) ha sido de 0.48 y 0.69, respectivamente.

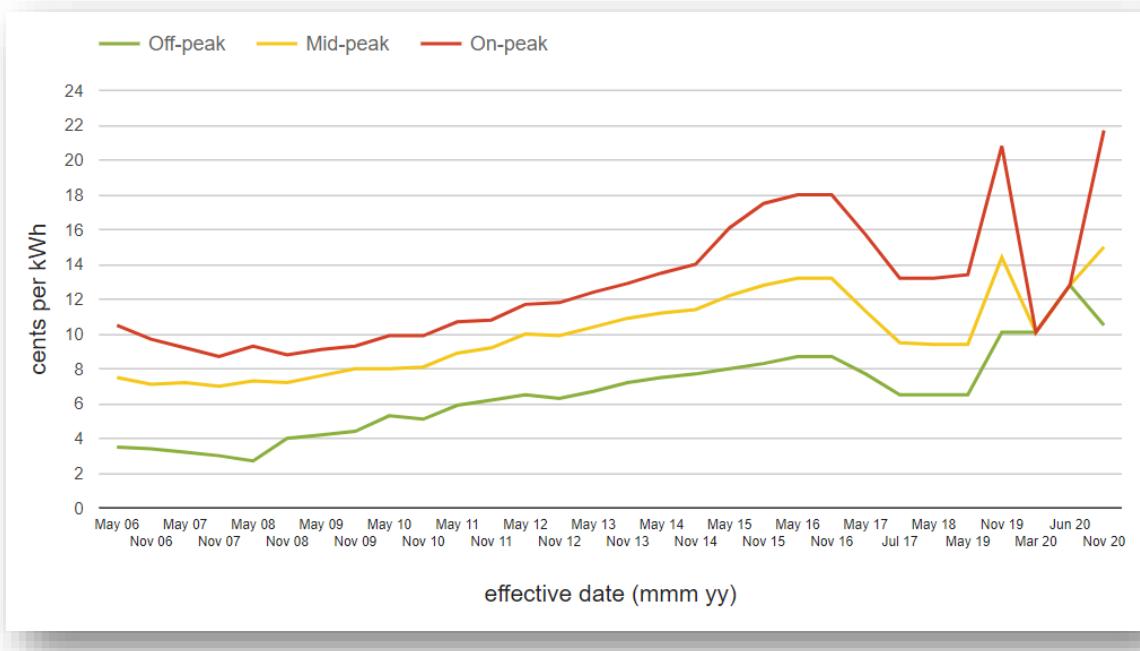
Tabla 29 – Ontario: Cargos ToU Residencial

Fecha vigencia	Fuera de punta (FP)		Intermedio (I)		Punta
	(¢ per kWh)	FP/P	(¢ per kWh)	I/P	(¢ per kWh)
Nov 1, 2020	10.5	0.48	15	0.69	21.7
Jun 1, 2020	12.8	1	12.8	1	12.8
Mar 24, 2020	10.1	1	10.1	1	10.1
Nov 1, 2019	10.1	0.48	14.4	0.69	20.8
May 1, 2019	6.5	0.48	9.4	0.70	13.4

Fuente: OEB; ¢: centavos de dólares canadienses

Por último, la evolución de los cargos ToU aprobados por el OEB muestran el impacto de la pandemia de Covid-19 en la relación de precios entre bloques horarios:

Figura 8 – Ontario: evolución histórica precios ToU



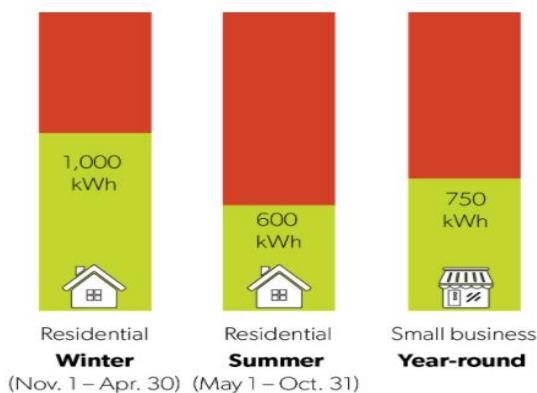
a) Tarifas por bloques crecientes (Tiered o IBP)

Con el esquema de precios escalonados por bloques de consumos (IBP), se paga un determinado cargo por la energía consumida hasta cierto umbral, y para los consumos que exceden ese umbral se aplica un precio más alto.

Aunque de mayo a octubre de 2020 ha sido una excepción debido a COVID-19, para los clientes residenciales, el umbral normalmente cambia con la temporada para reflejar los patrones de uso cambiantes; por ejemplo, hay menos horas de luz del día en el invierno y algunos clientes usan calefacción eléctrica. En el período de invierno (del 1 de noviembre al 30 de abril), el umbral de

consumo para los clientes residenciales es de 1000 kWh mensuales. En el período de verano (del 1 de mayo al 31 de octubre), el umbral de nivel para los clientes residenciales es de 600 kWh. El umbral de nivel para clientes de pequeñas empresas es de 750 kWh mensuales durante todo el año.

Figura 9 – Ontarios: tarifas *Tiered* – Umbrales de consumo



Los precios escalonados le brindan la flexibilidad de usar electricidad en cualquier momento del día al mismo precio, aunque ese precio cambiará si excede el umbral durante el mes (los umbrales refieren al consumo mensual)

Tabla 30 – Ontario: cargos por bloques de consumo (IBP)

Fecha vigencia	Primer bloque (\$ por kWh)	Umbral residencial (kWh-mes)	Segundo bloque	
			(\$ por kWh)	B2/B1)
Nov 1, 2020	12.6	1,000	14.6	15.8%
May 1, 2020	11.9	1,000	13.9	16.8%
Nov 1, 2019	11.9	1,000	13.9	16.8%
May 1, 2019	7.7	600	8.9	20.0%
May 1, 2018	7.7	600 (verano)	8.9	15.6%

Fuente: OEB

La evolución histórica de los cargos Tiered se presenta a continuación:

Figura 10 – Ontario: evolución de la tarifa por IBP



3.9.2. Costos de suministro de energía (*Delivery Charge*)

Los costos asociados al suministro de energía englobados bajo el concepto de *Delivery Charge* tienen por finalidad remunerar las actividades de transmisión, distribución y comercialización,

- *Transmisión*: Los cargos por peaje de transmisión son determinados por la OEB anualmente, haciéndose efectivos a partir del 1 de enero de cada año, en lo que respecta a la transmisión, el costo total surge de la suma del costo por uso de la red y del costo de conexión.
- *Distribución*: El costo de distribución es determinado por la OEB a través de un costo o cargo volumétrico por kWh (*Distribution Volumetric Rate*), este costo volumétrico de distribución cubre los costos de inversión, mantenimiento y operación del sistema de distribución.⁴
- *Comercialización*: El costo de comercialización se remunera a través de un cargo fijo (*Service Charge*).

Cabe destacar que el pliego tarifario incluye una serie de componentes adicionales y transitorios que tienen por objetivo remunerar ciertos programas específicos de inversiones, o algunas políticas particulares de gestión empresarial, reconocimientos al personal, políticas de dividendos, entre otros; pero estos componentes tienen una vigencia limitada y no se corresponden con los costos normales del servicio.

⁴ Acorde al diseño de la tarifa residencial determinado por la OEB en el año 2015, a partir del año 2016 se inicia un período de transición hacia una tarifa de distribución fija, sin componente variable, para el año 2020.

3.9.3. **Electromovilidad**

a) *Objetivos en vehículos de emisión cero (ZEV)*

En enero de 2019, el Ministro de Transporte de Canadá anunció nuevos objetivos federales para ZEV para alcanzar el 10% de las ventas de vehículos ligeros nuevos para 2025, el 30% para 2030 y el 100% para 2040 (ieahev, 2019).

b) *Medidas para Electromovilidad*

El gobierno de Canadá está invirtiendo 138 millones de dólares durante seis años (2016-2022) para apoyar la construcción de infraestructura de transporte verde para promover una economía de crecimiento limpio, y contribuir a los objetivos climáticos de Canadá.

El programa de electromovilidad se encuentra ahora en su segunda fase y ya generó más de 260 estaciones de carga, de las cuales más de 100 son cargadores rápidos de vehículos eléctricos de acceso público, cuatro estaciones de servicio de gas natural y dos de hidrógeno.

El Programa de infraestructura de vehículos eléctricos recibió 58 millones de dólares estadounidenses durante seis años para respaldar soluciones de carga de vehículos eléctricos innovadoras y de próxima generación en aplicaciones del mundo real, como en edificios residenciales de unidades múltiples, lugares de trabajo y transporte público.

Desde el punto de vista regional, Ontario es una de las regiones más importantes de Canadá en adopción de vehículos eléctricos, con más de 34.000 vehículos eléctricos en la carretera y el despliegue de infraestructura de carga de vehículos eléctricos, con más de 2.000 puntos de carga de acceso público, incluidos 300 cargadores de nivel 3. Los programas de infraestructura de carga e incentivos para vehículos eléctricos de Ontario se cerraron en 2018, luego de la cancelación del programa que los financiaba. Bajo la nueva administración de Ontario, la provincia decidió no continuar con objetivos o metas de ZEV. Sin embargo, el gobierno tiene como objetivo trabajar en colaboración con los fabricantes de automóviles, el sector sin fines de lucro y el mundo académico para aumentar la adopción de vehículos eléctricos y de hidrógeno.

En noviembre de 2018, la nueva administración de Ontario lanzó un nuevo plan climático, "Preservar y proteger nuestro medio ambiente para las generaciones futuras: un plan medioambiental hecho en Ontario". Este plan adopta el objetivo de reducción de emisiones del Acuerdo de París de Canadá de un 30% por debajo de los niveles de 2005 para 2030. El plan apunta a políticas que respalden la adopción de ZEV mediante la recopilación de datos de uso de energía de los vehículos eléctricos para comprender cómo pueden recortar costos y reducir las emisiones, al tiempo que integran la red inteligente emergente, tecnologías y recursos distribuidos, incluido el almacenamiento de energía.

Otra medida para fomentar la implementación de EV es la disposición de que los vehículos eléctricos con placas de vehículos verdes de Ontario pueden acceder a los carriles provinciales de vehículos de alta ocupación (HOV) y de peaje de alta ocupación (HOT) con un solo ocupante, sin costo alguno.

En el futuro próximo Ontario planea eliminar las reglas y las barreras regulatorias que impiden que los inversores privados implementen varios tipos de infraestructura de carga para vehículos ligeros y pesados, sin el apoyo de subsidios gubernamentales.

c) *Regulación tarifaria de la Carga de Vehículos Eléctricos*

En lo referente a la regulación tarifaria del servicio de carga de vehículos eléctricos, la autoridad regulatoria (*Ontario Energy Board –OEB*), mediante el Boletín sobre Carga de Vehículos Eléctricos de 2016 (Ontario Energy Board, 2016), sostiene el siguiente parecer:

En opinión del personal de la OEB, la propiedad u operación de una estación de carga de vehículos eléctricos y la venta de servicios de carga de vehículos eléctricos desde esa instalación no constituyen distribución ni venta minorista. La OEB regula la distribución

(entrega) y venta al por menor (venta) de electricidad; no regula los usos finales de la electricidad.

En opinión del personal de OEB, la carga de vehículos eléctricos es un uso final de la electricidad. No se requiere una licencia de la OEB para participar en esta actividad y, como resultado, los códigos, reglas y otros requisitos reglamentarios de la OEB no se aplican a ella. Además, en opinión del personal de OEB, poseer y operar estaciones de carga de vehículos eléctricos es una actividad intrínsecamente competitiva. Muchas entidades diferentes podrían (y lo hacen) ofrecer este servicio y, dado que existe una amplia variedad de posibles modelos comerciales, es probable que los consumidores tengan la opción adecuada cuando se trata de cargar su vehículo eléctrico.

3.9.4. Tarifas para Usuarios con Bajos Ingresos

Existen dos programas financieros de apoyo a los usuarios de bajos ingresos bajo la órbita de la Ontario Energy Board.

a) Programa de Asistencia de Emergencia para Bajos Ingresos (LEAP)

La Asistencia Financiera de Emergencia (EFA) del Programa de Asistencia de Energía para Bajos Ingresos (LEAP) es un programa de asistencia financiera de emergencia durante todo el año desarrollado por la OEB para ayudar a los usuarios de bajos ingresos que presenten dificultades para pagar los atrasos actuales. Es un programa de subvenciones destinado a brindar ayuda de emergencia y no a brindar asistencia para el pago de facturas de manera regular o continua.

La prestación de asistencia financiera de emergencia de LEAP depende en gran medida de la cooperación entre los servicios públicos y las agencias de servicios sociales. Se espera que a medida que las agencias seleccionen y evalúen a los solicitantes que lo necesiten, puedan referir a los clientes no solo para asistencia financiera de emergencia, sino también para medidas de servicio al cliente y / o programas de conservación.

Este esquema consiste en un pago anual único de hasta \$500 en asistencia de emergencia para factura de electricidad (\$600 en los casos de calefacción eléctrica) y \$500 para factura de gas natural. La OEB, y no el proveedor de servicios públicos, es responsable de evaluar la elegibilidad de los usuarios para la asistencia financiera de emergencia de LEAP.

b) Programa de Asistencia al Servicio Eléctrico (OESP)

El OESP es un programa de la OEB que reduce las facturas de electricidad para los hogares de bajos ingresos. La OESP proporciona un crédito mensual a los clientes elegibles según los ingresos y el tamaño del hogar.

Se trata de un programa basado en solicitudes de los potenciales beneficiarios. Los clientes pueden presentar su solicitud en línea. Las solicitudes tardan entre 6 y 8 semanas en procesarse. El programa está disponible para todos los clientes de bajos ingresos que tienen cuentas con empresas de servicios eléctricos, proveedores de unidades de submedidores y compañías comercializadoras de energía.

3.9.5. Esquemas Prepagos de Energía Eléctrica

La adopción de esquemas prepagos debe ser solicitada por las empresas distribuidoras y aprobada por OEB, en este contexto, la compañía Hydro One en el año 2017 evaluó la opción de permitir que sus clientes utilicen medidores prepagos de electricidad, en el entendimiento de que la implementación de los medidores prepagos tiene el efecto potencial de minimizar el riesgo financiero de Hydro One al requerir que los clientes paguen por la energía antes de usarla, en particular para los clientes que se considera que tienen un alto riesgo de recolección. Sin embargo, ejecutivos de Hydro One sostienen que esta medida no tiene por finalidad ser utilizada como herramienta de cobranza y que los medidores prepagos se ofrecerían a los clientes como una opción tarifaria y no serían de carácter compulsivo.

3.10. El caso de Australia (Sydney)

3.10.1. Tarifas de Energía

Las tarifas de energía eléctrica en Australia dependen de dos aspectos principales:

1. La región de la red eléctrica a la que está conectado el usuario; hay 15 redes eléctricas principales en Australia ubicadas en los siete territorios del país:
 - a. Nueva Gales del Sur (NSW), que comprende: Sydney, Central Coast, Hunter Region, y Newcastle
 - b. Queensland (QLD)
 - c. Sur de Australia (SA)
 - d. Victoria (VIC)
 - e. Territorio de la Capital Australiana (ACT)
 - f. Región Occidental de Australia (WA)
 - g. Territorio del Norte (NT)
2. El comercializador a través del cual compra la energía.

Las opciones tarifarias se dividen en dos grandes grupos: Residencial y Comercial/Industrial (*Business*). Para ambos grupos hay tarifas planas (*anytime*) y ToU o flexible. Los planes de ToU tienen diferentes tarifas que reflejan el tiempo en que se consume la energía, pudiendo ser simplemente Punta (*peak*) y Fuera de Punta (*off Peak*) o incluir también un bloque horario intermedio (*shoulder*) entre Punta y Fuera de Punta, también hay muchas opciones con control de carga, y opciones pensadas para vehículos eléctricos o autogeneración solar.

Para el caso de Sydney, los períodos de punta y fuera de punta depende de la época del año:

- Punta: 14:00-20:00 (1º noviembre a 31 marzo), y 17:00-21:00 (1º junio a 31 de agosto), excluyendo fines de semana y feriados;
- Fuera de Punta: 22:00-07:00
- Intermedio: todas restantes horas

La Tabla 31 presenta las tarifas ToU para el sector residencial para una selección de comercializadores que operan en el área de Sydney; se destaca que la relación de precios con relación al precio de punta varía bastante según el comercializador, lo que ofrece a los consumidores un menú de opciones para ajustar a diferentes perfiles de consumo. La mayor relación observada entre punta y fuera de punta es de 2.7 veces y la menor 1.79. Las opciones disponibles son muy variadas que van desde locales con un medidor inteligente, medidor inteligente (sin comunicaciones) o medidor básico.

Tabla 31 – Australia: Tarifas ToU sector Residencial para una selección de comercializadores

Comercializador	Punta (P)	Intermedio (I)	I/P	Fuera de Punta	FP/P
Momentum Energy Flexi Geelong Cats	\$0.2639	\$0.1883	0.71	\$0.1300	0.49
Momentum Energy SmilePower Flexi	\$0.2778	\$0.1982	0.71	\$0.1370	0.49
Click Energy Lily Plus	\$0.3377	\$0.2014	0.60	\$0.1876	0.56
Click Energy Lily	\$0.3419	\$0.2039	0.60	\$0.1899	0.56
Powershop Shopper Market Offer – Electric Vehicles	\$0.3423	\$0.1647	0.48	\$0.1267	0.37
ReAmped Energy Advance	\$0.3428	\$0.1647	0.48	\$0.1262	0.37
Powershop Lite	\$0.3507	\$0.1687	0.48	\$0.1298	0.37
DC Power Co DC Power Plus	\$0.3544	\$0.1933	0.55	\$0.1619	0.46

Fuente: elaboración propia con base en www.wattever.com.au

3.10.2. *Electromovilidad*

Un estudio de la *Australian Energy Market Commission* (AEMC, 2020), publicado en febrero de 2020, determina que las ventas de vehículos eléctricos en Australia han sido modestas en relación con las tendencias mundiales, sin embargo, se verificó que en el año 2019 en Australia se vendieron 6.718 vehículos eléctricos lo que representa un aumento del 203% en comparación con 2018.

Australia tiene actualmente 22 modelos de vehículos eléctricos híbridos con batería y enchufe disponibles y para 2020 se esperaba que se introducierna al menos nueve modelos más. Adicionalmente, el número de estaciones de carga de vehículos eléctricos públicos se ha incrementado en más del 140% en el 2019, registrando un total de 1930 en julio de 2019.

Hay una serie de políticas estatales actuales sobre vehículos eléctricos y, a medida que evolucionan con el tiempo, tienen el potencial de acelerar la adopción de vehículos eléctricos en Australia. Las políticas del gobierno estatal varían según las jurisdicciones e incluyen los siguientes programas:

- Reducción en los cargos de registro (patentamiento) de vehículos para vehículos eléctricos
- Inversión y apoyo para el desarrollo de infraestructura pública y privada de estaciones de carga de vehículos eléctricos.
- Establecimiento de metas u objetivos de flota para vehículos eléctricos o de emisión cero
- Programas de información para ayudar a difundir la conciencia sobre los beneficios de los vehículos eléctricos y educar al público sobre la disponibilidad de modelos o el desarrollo de la infraestructura de carga
- Acceso preferencial a carriles para vehículos eléctricos en carriles de autobús y tránsito, así como estacionamiento exclusivo para vehículos eléctricos y estacionamiento gratuito o con descuento.

En lo que refiere a las tarifas por la recarga de vehículos eléctricos, las mismas no están reguladas por el AER. Actualmente, las opciones tarifarias ofrecidas por los comercializadores proporcionan

una tarifa plana estándar o tarifas por tiempo de uso con productos o servicios adjuntos con valor agregado. Las ofertas actuales del mercado incluyen:

- Plan de Vehículo Eléctrico de AGL es una tarifa fija de un 25% menos que el precio de referencia con un incentivo de \$480 en créditos de bonificación durante dos años.
- Origin cuenta con un plan de vehículos eléctricos en asociación con Hyundai que ofrece a los propietarios de vehículos eléctricos Hyundai hasta \$750 de descuento en un sistema solar o de batería.
- Powershop ofrece una "tarifa súper fuera de las horas pico" para quienes poseen un vehículo eléctrico en Victoria, Nueva Gales del Sur y Queensland. Con la tarifa "muy baja", los clientes pagarán una tarifa de uso considerablemente reducida entre las 12 AM. y las 4 AM de lunes a viernes. Powershop también tiene una asociación con Chargefox, la red de carga de vehículos eléctricos más grande de Australia, que ofrece a los clientes de Chargefox un descuento de \$ 100 en su factura cuando se unen a Powershop.

3.10.3. *Programas para usuarios de bajos ingresos*

El AER en un estudio sobre Asequibilidad de los servicios públicos “Affordability in retail energy markets” publicado en septiembre de 2019 (Australian Energy Regulator, 2017), define la asequibilidad en función del porcentaje que representa la cuenta de los servicios públicos en el total del ingreso familiar.

Un contexto de deterioro marcado de la asequibilidad de los servicios, debido al aumento de los precios de la electricidad y el gas, junto con la percepción de un comportamiento deficiente de los comercializadores minoristas, originó el desarrollo de una serie de estudios y evaluaciones de los mercados de energía para mejorar la asequibilidad.

Las evaluaciones clave que han respaldado la intervención política reciente y en curso en los mercados de energía son:

- Revisión de la Comisión Australiana de Competencia y Consumidores (ACCC) "Restauración de la asequibilidad de la electricidad y la ventaja competitiva de Australia" que básicamente es una consulta de precios minoristas de electricidad (*Retail Electricity Pricing Inquiry - REPI*)
- Revisión independiente de los mercados minoristas de electricidad y gas en Victoria"

Como resultado de estas revisiones se formularon recomendaciones para mejorar los resultados en toda la cadena de suministro de energía, incluida la reducción de costos y el aumento de la eficacia de la competencia.

Varias recomendaciones se centraron específicamente en mejorar los resultados para los clientes que enfrentan dificultades para cubrir sus costos de energía, incluidos cambios en los acuerdos contractuales y programas de asistencia por dificultades.

Figura 11: Costo anual de electricidad como porcentaje de ingresos anuales (usuarios de bajos ingresos)



Fuente: "Affordability in retail energy markets" AER (2019)

La figura anterior presenta la evolución del costo de la energía eléctrica para los hogares de bajos ingresos, expresado como porcentaje del ingreso anual.

Las principales recomendaciones de política para mejorar la asequibilidad de la energía incluyen:

- Reformas a los marcos regulatorios de usuarios con dificultades, supervisados por el regulador de energía australiano (AER) y la Comisión de servicios esenciales de Victoria (ESC) para fortalecer las protecciones para los clientes que enfrentan dificultades de pago.
- Cambios en las políticas de información y publicidad, para garantizar que los clientes estén mejor informados sobre cambios en el precio que se les cobra por la energía, y para permitir una comparación más fácil de las ofertas en el mercado.
- Incorporación de medidores inteligentes e implementación de los derechos de datos de los consumidores de electricidad, lo que permitirá a los clientes tomar decisiones energéticas más informadas.

Las políticas de descuentos condicionales

Los comercializadores minoristas suelen ofrecer descuentos a los clientes que cumplen determinados requisitos, como pagar las facturas a tiempo o mediante institución bancaria. En junio de 2019, estos "descuentos condicionales" podrían reducir la factura de un cliente hasta en un 42%.

A pesar de que dicho porcentaje es significativo, el informe de REPI registró que los descuentos de pago a tiempo se logran solo el 56 por ciento del tiempo para los clientes de planes de pago y solo el 42 por ciento del tiempo para los clientes con dificultades. Los clientes que no pagan a tiempo están, en efecto, pagando multas por pagos atrasados muy importantes, que a menudo ascienden a cientos de dólares por año.

Debido a la importancia de esta política de descuentos condicionales, la misma está bajo observación por parte de la autoridad regulatoria a través de los programas "Preventing discounts on inflated energy rates rule change", y "Regulating conditional discounting rule change consultation".

3.11. Resumen de las Experiencias Internacionales

Se presenta a continuación una tabla con el resumen comparativo de los principales aspectos

evaluados en cada uno de los países analizados.

Aspecto	Brasil	Uruguay	Perú
Tarifas	<p>Tarifas Planas</p> <p>Opción ToU: Tarifas Blancas (50 mil clientes)</p>	<p>Tarifas Bloques Crecientes: 46% de la energía facturada</p> <p>Opción ToU, doble y triple horaria: 54% de la energía facturada</p>	<p>Tarifas Bloques Crecientes: 5% de los usuarios en BT.</p> <p>Opción ToU: 95% usuarios BT. (BT5B)</p>
Usos			
Usuarios en situaciones especiales	<p>Tarifa Social para Usuarios de Bajos Ingresos: Descuentos con base en el consumo mensual</p>	<p>Tarifa de Consumo Básico Residencial para hogares que tienen un consumo eléctrico mensual básico y estable a lo largo del año (<230 kWh mes)</p>	<p>La categoría BT5B presenta diferencias en función del consumo de subsistencia 100 kWh mes. Para consumos menores el esquema tarifario presenta dos bloques crecientes, hasta 30 kWh y desde 31 kWh hasta 100 kWh.</p>
Movilidad eléctrica	<p>Tarifa de recarga eléctrica Libremente Acordada entre las partes</p>	<p>ToU para Residenciales para carga de vehículos.</p> <p>Carga de energía a vehículos eléctricos en puestos de la vía pública, sistema a través del uso de una tarjeta de identificación específica.</p>	<p>A la fecha no fue implementado un esquema tarifario para la movilidad eléctrica.</p>
Prepagos	<p>No posee esquema de tarifas prepagos</p>	<p>A la fecha no fue implementado el esquema prepago de energía</p>	<p>La facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico contempla:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo Comercial del Servicio Prepagos (CCSP) asociado a un monto mensual por mantenimiento y reposición, • Importe por alumbrado público, • Fondo de Compensación Social Eléctrica y • Aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural

<i>Subsidios</i>	<i>Los consumidores residenciales de bajos ingresos se benefician de la exención del costo de la Cuenta de Desarrollo Energético –CDE– y del costo del Programa de Incentivos para Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica PROINFA</i>		
<i>Incentivos a los usuarios</i>	<i>Adhesión a ToU es voluntaria Costos de medidor a cargo de la empresa, El usuario puede regresar al esquema de tarifa plana</i>		
<i>Otros elementos distintos a los aplicados en Colombia</i>	<i>Esquema de Banderas Tarifarias en función del nivel de los embalses</i>		

Aspecto	España	Italia	Canadá
<i>Tarifas</i>	ToU	ToU: Tarifa Bihoraria o Dual	ToU: con tres bloques horarios IBP: dos bloques, con diferencias por estación del año (invierno y verano)
<i>Usos</i>			
<i>Usuarios en situaciones especiales</i>	Para los usuarios de bajos ingresos hay un esquema de <i>Bono Social</i> (descuento sobre la cuenta de energía)	Se aplica un Bono Social que consiste en un monto determinado en función del número de habitantes de los hogares que se descuenta de la factura residencial	<i>OESP</i> : programa para bajos ingresos, crédito mensual a los clientes elegibles según los ingresos y el tamaño del hogar. <i>LEAP</i> : programa de emergencia consiste en un pago anual único de hasta \$ 500 en asistencia de emergencia para factura de electricidad (\$ 600 en los casos de calefacción eléctrica) y \$ 500 para factura de gas natural.
<i>Movilidad eléctrica</i>	España presenta un significativo atraso en el desarrollo de EV. El esquema tarifario aplicado es ToU triple horario.	La tarifa de movilidad eléctrica es una tarifa plana por los kWh consumidos. Estas tarifas no incluyen los costos de suministro ni los costos del servicio de recarga.	La carga de vehículos eléctricos es un uso final de la electricidad. No se requiere una licencia de la OEB para participar en esta actividad y, como resultado, los códigos, reglas y otros requisitos reglamentarios de la OEB no se aplican a ella. No está regulada por la OEB.
<i>Prepago</i>	España está adoptando un esquema de tarjetas prepagas para el suministro de energía eléctrica.		La adopción de esquemas prepagos debe ser solicitada por las empresas distribuidoras y aprobada por OEB.
<i>Subsidios</i>	El Bono Social es un subsidio explícito que se aplicar a los usuarios con dificultades para pagar el servicio.	El subsidio está dado por el esquema de Bono Social.	Existen esquemas de apoyo a los usuarios de bajos ingresos (<i>OESP</i> y <i>LEAP</i>), además de créditos para el pago de impuestos y programas de asistencia a los habitantes sin techo.

Aspecto	New York	Australia
Tarifas	ToU	ToU y Planas
Usos		
Usuarios en situaciones especiales	HEAP - <i>Home Energy Assistance Program</i> : consiste en descuentos sobre la cuenta final de energía eléctrica, calculados en función del bloque de consumo.	Esquemas de Descuentos Condicionales, en función del grado de cumplimiento de los pagos, domiciliación bancaria, etc.
Movilidad eléctrica	<p>Las iniciativas en el Estado de New York son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Charge NY (2017): reembolsos para comprar vehículos eléctricos. • EVolve NY, la PSC comprometió 250 millones de dólares (hasta 2025) para iniciativas para el desarrollo de infraestructura clave. • Governor's Charge NY 2.0 para lanzar 10,000 estaciones de carga de vehículos eléctricos para 2021. <p>No hay tarifas predeterminadas para la carga de vehículos eléctricos (Direct Current Fast Charger - DCFC).</p>	<p>Las iniciativas para la promoción de EV son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducción en los cargos de registro • Inversión para el desarrollo de estaciones de carga. • Establecimiento de metas de flota para vehículos eléctricos o de emisión cero • Programas de información • Acceso preferencial a carriles para vehículos eléctricos. <p>Las tarifas por la recarga de vehículos eléctricos no están reguladas por el AER. Actualmente, las opciones tarifarias ofrecidas por los comercializadores proporcionan una tarifa plana estándar o tarifas por tiempo de uso con productos o servicios adjuntos con valor agregado</p> <p>.</p>
Prepagos		
Subsidios	Los subsidios están explicitados en el esquema de HEAP.	Los subsidios están orientados principalmente a la generación de energías limpias y no al consumo.

4. FÓRMULA VIGENTE PARA DETERMINAR EL CARGO UNITARIO (CU)

4.1. Resoluciones CREG

4.1.1. Resoluciones CREG Nº 031 y 079 de 1997

La Resolución CREG Nº 031 de 1997 (CREG, 1997a, p. 031) aprueba las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Resolución establece las bases del esquema hoy vigente:

- **Régimen de Libertad Vigilada:** Régimen de tarifas mediante el cual la CREG fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas que presten el servicio público domiciliario de comercialización de energía eléctrica, pueden determinar o modificar los precios máximos que cobrarán a los usuarios finales regulados por el citado servicio. Es decir, el costo unitario que resulta de aplicar la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio, es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias, que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores.
- **Precio máximo** con vigencia por cinco años;
- Fórmulas tarifarias para su traslado a los usuarios regulados.

La Resolución establece también otras definiciones relevantes:

- **Mercado de Comercialización:** es el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.
- **Alcance del costo base de comercialización.** El costo base de comercialización que se apruebe para un comercializador será aplicable a cualquier usuario de ese mercado de comercialización que solicite ser atendido por ese comercializador.

La Resolución CREG Nº 079 de 1997 (CREG, 1997b, p. 079), por su parte, establece que, de las opciones tarifarias para los usuarios conectados al nivel de tensión (NT) uno, el usuario podrá escoger entre las diferentes opciones tarifarias que ofrece la empresa; sin embargo, para los usuarios conectados a NT superiores a uno, el usuario podrá escoger entre las diferentes opciones tarifarias que ofrece el comercializador, condicionado a que se diferencie, por lo menos, **el costo de la energía entregada en las horas de máxima demanda**.

Con relación a la estructura tarifaria, la Resolución CREG Nº 079 de 1997 establece que el comercializador podrá cobrar a sus usuarios finales regulados en el SIN los siguientes cargos:

- a) Un **cargo por unidad de consumo**;
- b) Un **cargo de conexión** que cubrirá los costos de conexión;
- c) Un **cargo mínimo por disponibilidad del servicio**, cuya aplicación está condicionada a que el número total de kWh vendidos por el comercializador a sus usuarios regulados y no regulados, en el período de facturación anterior al que se va a facturar, se reduzca en más del 20%, con respecto al promedio de las ventas de electricidad de los tres períodos de facturación anteriores al mismo.

Otras disposiciones tarifarias importantes:

- **Tarifas para los consumos de los usuarios residenciales clasificados en el estrato 4.** Las tarifas para los consumos de los usuarios residenciales clasificados en el estrato 4 se determinarán con base en el costo de prestación del servicio.
- **Contribuciones.** Se fija que el valor de las contribuciones a partir del año 2000 será de 20%.

4.1.2. Resolución CREG Nº 119/2007

En el año 2007 la CREG promulga la Resolución N° 119 (CREG, 2007, p. 119) “por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN”.

El objeto de esa Resolución es establecer la fórmula tarifaria general que deben aplicar los Comercializadores Minoristas para el cálculo de los Costos Máximos y de las Tarifas eléctricas aplicables a los usuarios finales regulados.

En cuanto a las fórmulas tarifarias, la Resolución N° 119, modificada por el Documento CREG 155 de 2015 (CREG, 2015), establece que el Costo Unitario de Prestación del Servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:

$$\begin{aligned} CUv_{n,m,i,j} &= G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} & [1] \\ CUf_{m,j} &= \beta \times Cf_{m,j} \end{aligned}$$

donde:

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh)

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh)

T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh)

$D_{n,m}$: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh)

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización (\$/kWh)

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n

$R_{m,i}$: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación (\$/kWh)

n : nivel de tensión

m : mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio

i : Comercializador Minorista

j : Mercado de Comercialización

β : la porción del costo del costo base de comercialización que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación de servicio $CUf_{m,j}$. Al momento el parámetro β es igual a cero.

El componente variable es la suma de los costos unitarios asociados a cada uno de los segmentos o etapas del proceso de prestación del servicio. En tanto que el costo fijo es un costo unitario mensual por cliente o factura, independiente del consumo del usuario. Es decir, el componente variable incluye costos que no varían con la energía que fluye por las redes, dejando como costo fijo tan solo las actividades de comercialización. El componente fijo tiene por objeto la remuneración de las actividades de comercialización, sin embargo, según el artículo 4 de la resolución CREG 119/2007, modificada por la Resolución CREG 191/2014 (CREG, 2014a), el componente fijo del costo unitario de prestación del servicio es igual a cero (0).

a) Costo de Compra de Energía (G)

El costo unitario de compra de la energía (G) se calcula como un promedio del costo de la energía comprada mediante contratos bilaterales y del precio de la energía comprada en bolsa.

En cuanto al componente G, se establece la siguiente fórmula de cálculo:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} + AJ_{m,i} \quad [2]$$

$$Qc_{m-1,i} = \text{Min} \left[1, \frac{C_{c,m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

En el componente G intervienen los siguientes factores:

1. Contratos valorados al precio de los contratos a un comercializador (Pc);
2. Contratos valores al precio promedio de transacciones en el Mercado (Mc);
3. Precio de la energía adquirida en bolsa (Pb); y
4. Ajuste ante variaciones mayores al 30% en la componente G (Aj)

El Documento CREG 155 de 2015 muestra que porcentaje de participación de compras en contratos es aproximadamente 80%, siendo el restante comprado en bolsa.

En la ecuación anterior el primer término del segundo miembro corresponde al precio de las compras de energía a través de contratos bilaterales, y se calcula como un promedio entre el precio de los contratos bilaterales del comercializador específico y el promedio de los precios de todos los contratos bilaterales, este precio es ponderado por el porcentaje de energía comprada mediante contratos bilaterales $Qc_{m-1,i}$.

$P_{c,m-1,i}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

$M_{c,m-1}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.

El segundo término del segundo miembro es el precio de las compras de energía en Bolsa, ponderado por el porcentaje de compras de energía en bolsa.

$P_{b,m-1,i}$: Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista i , en el mes $m-1$, expresado en \$/kWh.

La Resolución establece también el mecanismo para el cálculo del costo unitario de generación a partir del momento en el cual el Comercializador Minorista no tenga contratos bilaterales vigentes con destino al mercado regulado, en este caso la energía requerida por los usuarios regulados es adquirida en el Mercado Organizado Regulado (MOR), así, el costo máximo de generación se determina como el promedio entre el precio de compra de energía en el MOR y el precio de compra de energía en Bolsa.

b) Costo por uso del sistema de Transmisión (T)

El costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional es determinado a partir de los cargos regulados por uso del STN, expresados en (\$/kWh), publicados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) para el mes m , de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional.

c) Costo por uso del sistema de Distribución (D)

El costo por uso de los Sistemas de Distribución corresponde al acumulado de los cargos regulados por uso del STR y/o SDL hasta el nivel de tensión al cual se encuentre conectado el usuario.

Este cargo es el trasladado al Comercializador Minorista por el LAC y el Operador de Red del sistema de distribución respectivo, calculado conforme la metodología tarifaria vigente.

d) Costos de Comercialización (C)

La Resolución CREG N° 119 de 2007 realiza varias definiciones medulares referentes a la comercialización minorista:

- **Cargo Base de Comercialización:** Componente de la Fórmula Tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización.
- **Margen de Comercialización:** Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad.
- **Mercado de Comercialización:** Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.
- **Demanda Comercial del Mercado Regulado:** Corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista afectada con las pérdidas técnicas reconocidas para el respectivo OR donde se encuentren conectadas sus fronteras comerciales, las pérdidas no técnicas asignadas a cada Comercializador Minorista conforme lo establezca la Comisión en resolución independiente y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El costo unitario de comercialización surge de la suma del costo variable de comercialización propiamente dicho calculado conforme la metodología tarifaria vigente más los costos unitarios de las contribuciones para remunerar a las entidades regulatorias, los costos unitarios del Centro Nacional de Despacho y los costos de Garantías del mercado mayorista.

Así, el costo variable de comercialización se determina de la siguiente forma:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m} \quad [3]$$

Donde:

$Cv_{m,i,j}$: costo variable de comercialización en el mes m del Comercializador Minorista i en el mercado de comercialización j

$C_{i,j,m}^*$: Costos variables de la actividad de comercialización

$V_{i,m-1}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i

$CvR_{i,j,m}$: componente variable de la remuneración de los costos variables de la atención a usuarios.

$CER_{i,m}$: Costo mensual de las Contribuciones a la CREG y SSPD

$CCD_{i,m-1}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC

$CG_{i,m-1}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista

Es decir, el margen variable de comercialización minorista se determina como la suma del costo variable de la actividad $C_{i,j,m}^*$, más los costos unitarios asociados a la remuneración a las agencias regulatorias ($CER_{i,m}$), centro de despacho ($CCD_{i,m-1}$) y los costos unitarios de garantía del mercado mayorista ($CG_{i,m-1}$), más el componente variable de la remuneración de los costos variables de la atención a usuarios.

La vinculación entre los costos fijos y los costos variables se realiza a través de la siguiente fórmula:

$$CvR_{i,j,m} = \frac{(1-\beta) \times Cf_{m,j} \times UR_{i,j,m-2} + CGCU_{i,j,m-1} + PUI_{j,m}}{VR_{i,j,m-2}} \quad [4]$$

Una fracción de los costos fijos se convierte en monomios multiplicando por la cantidad de usuarios y dividiendo por el volumen de ventas totales a usuarios regulados, luego de considerar los costos de garantías para el pago por uso del STR y/o SDL y los costos asociados a la remuneración del prestador de última instancia. Dado que $\beta = 0$, el 100% del cargo fijo se variabiliza.

El componente $C_{i,j,m}^*$ costo variable de comercialización es definido mediante lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 180/2014 (CREG, 2014b) como el producto entre el costo unitario (sin considerar la comercialización) y la suma del margen operacional de la comercialización, el riesgo de cartera y los costos financieros asociados a los ciclos de efectivo.

$$C_{i,j,m}^* = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) \times (mo + RC_{i,j,m} + CFE_{i,j,m})$$

Donde:

mo : Margen operacional definido por la CREG de acuerdo con el artículo 13 de esta resolución.

$RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el artículo 14 de esta resolución.

$CFE_{i,j,m}$: Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización, del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m . Este factor deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en el artículo 18 de esta resolución

e) Costos por Restricciones y Servicios Asociados a Generación (R)

Este componente se determina como el cociente entre el costo total de las restricciones y el volumen de energía vendida.

El costo total de las restricciones incluye los siguientes conceptos:

- Restricciones provenientes de la asignación de las rentas de congestión;
- Pago recibido por el Comercializador Minorista en caso de desviaciones de los generadores;
- El costo por los servicios asociados con generación que asume el Comercializador Minorista;
- Los costos por conceptos de remuneración del proyecto Línea de 230 KV Subestación Guatapé, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda real.

Todos los valores que aumentan o disminuyan el componente CRS que se traslada al usuario y que se estipulen en resoluciones independientes

f) Costos Unitarios por Pérdidas (P)

Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final incluyen los siguientes elementos:

- costo de las pérdidas eficientes de energía;
- costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía;
- costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía.

La especificación matemática es la que se presenta a continuación:

$$PR_{m,n,i,h} = \left(\frac{G_{m,i,h} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_{i,j}}{V_{m,i,j}} \right) \quad [5]$$

$G_{m,i,h}$: costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m

$IPRSTN_{m-1}$: porcentaje de pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes $m-1$

$IPR_{n,m,j}$: porcentaje de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del Sistema de Distribución respectivo

T_m : cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m

$CPROG_{i,j}$: costo anual del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas aprobado por la CREG para un Operador de Red, conforme la regulación vigente

$V_{m,i,j}$: ventas totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador i en el Mercado de Comercialización j para el mes m

Del instrumento tarifario en uso cabe señalar los siguientes puntos:

1. **Eficiencia energética.** El instrumento regulatorio usado, de precio máximo, traslada 100% del incentivo al ahorro energético al cliente. En efecto, el comercializador no tiene ningún incentivo para la búsqueda de la eficiencia energética.
2. **Inexistencia de cargo fijo.** Asociado al punto anterior, la metodología vigente establece que el componente fijo β del cargo unitario asociado al cargo de comercialización $CUF_{m,j} = \beta \times Cf_{m,j}$ es igual a cero. Es decir, todo el cargo unitario está variabilizado, siendo que los costos de red y de comercialización tienen un vínculo débil con la energía que transita por las redes.
3. **Ausencia de señales horarias.** Las tarifas a usuarios finales regulados no contemplan la opción de señales horarias, lo que limita la posibilidad de mejorar la curva de carga del sistema, entre otros beneficios asociados a esquemas de bloques horarios.
4. **Cargo asociado a los costos del PUI.** El costo que remunera la actividad de prestador de última instancia a usuarios regulados en el mercado de comercialización ($PUI_{j,m}$) es igual a cero.

4.1.3. Resolución CREG N° 068 de 2008

La Resolución CREG N° 068 de 2008 (CREG, 2008) ofrece una opción tarifaria que podrán aplicar los Comercializadores Minoristas en el SIN para calcular la tarifa a usuarios finales regulados.

Las empresas, según esta resolución, podrán continuar operando según la Resolución CREG N° 119 de 2007 o acogerse a la opción tarifaria incluida en la resolución.

$$CYv_{n,m,i,j} = \min \left[\left(CUv_{n,m-1,i,j} \times (1 + PV) \right), CUv_{n,m,i,j}^c + \frac{SA_{n,m-1,i,j}}{VR_{n,m-1,i,j}} \right] \quad [6]$$

$$SA_{n,m,i,j} = [SA_{m-1} + (CUv_{n,m,i,j}^c - CUv_{n,m,i,j}) \times VR_{n,m-1,i,j}] \times (1 + r) \quad [7]$$

Donde:

m : Mes para el cual se calcula el CU de prestación del servicio

PV: Porcentaje de Variación Mensual que se aplicará por el Comercializador Minorista sobre el CU. Tendrá un valor mínimo de 0.5% y un máximo de 2%. Este porcentaje deberá ser definido en valores discretos de 0.5

SA_{n,m,i,j}: Saldo acumulado, expresado en \$, del Comercializador *i* para el mes *m* en el nivel de tensión *n* del mercado de comercialización *j*, por las diferencias entre el CU de Prestación del Servicio Calculado *CUv_{n,m,i,j}^c* y el CU de Prestación del Servicio Aplicado *CUv_{n,m,i,j}*

VR_{n,m-1,i,j}: Ventas de energía a usuarios regulados en el NT *n*, en el mes *m-1* efectuadas por el Comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, expresado en kWh

CUv_{n,m,i,j}^c: CU de Prestación del Servicio, expresado en \$/kWh, calculado para el mes *m*, conforme la Resolución CREG N° 119 de 2007, para los usuarios conectados en el NT *n* del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*

CUv_{n,m,i,j}: Componente variable del CU de Prestación del Servicio, expresado en kWh, aplicado en el mes *m-1*, para el NT *n* del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*

r: Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los *SA_{n,m,i,j}*. Este valor equivaldrá al promedio de la tasa de créditos de ordinarias para un plazo entre 31 y 365 días reportada por los establecimientos bancarios, y publicado por el Banco de la República para la última semana que se encuentre disponible para el mes anterior al mes de cálculo

4.1.4. Resolución CREG N° 011 de 2009

La Resolución CREG N° 011 de 2009 (CREG, 2009) establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el SIN.

La actividad de transmisión de energía eléctrica en el SIN se remunerará con la metodología de ingreso regulado, según se establece en este resolución.

Con relación a los Cargos por Uso del STN, el artículo 11 dispone que “*La remuneración del STN se facturará a los Comercializadores, en proporción a su demanda, mediante los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN determinados como se establece en el numeral 1.5 del Anexo General de la presente Resolución*”.

Con relación a los períodos horarios o de carga, la Resolución establece los siguientes períodos de carga:

- **Período de Carga Máxima.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.
- **Período de Carga Media.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.
- **Período de Carga Mínima.** Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

En lo que respecta los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, la Resolución establece que serán facturados por el LAC a los comercializadores

del SIN que atienden Usuarios Finales, los calculará mensualmente el LAC a partir del Cargo por Uso Monomio del STN, utilizando las siguientes variables:

- H_x : número de horas asociado al Período de Carga Máxima
- H_d : número de horas asociado al Período de Carga Media
- H_n : número de horas asociado al Período de Carga Mínima.
- $P_{i,m}$: potencia promedio para la hora i durante el mes m , correspondiente a los consumos horarios nacionales de todos los Usuarios Finales.
- $P_{x,m}$, $P_{d,m}$ y $P_{n,m}$: potencias resultantes de promediar las potencias ($P_{i,m}$) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga para el mes m .
- T_m : Cargo por Uso Monomio del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{x,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Máxima del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{d,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Media del STN, para el mes m . (\$/kWh).
- $T_{n,m}$: Cargo por Uso Monomio Horario para el Período de Carga Mínima del STN, para el mes m . (\$/kWh).

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima ($P_{i,m}$) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la Resolución dispone que los Cargos por Uso Monomios Horarios para el mes m : $T_{x,m}$, $T_{d,m}$ y $T_{n,m}$ se calculan resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m} = T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m} \quad [8]$$

$$\frac{T_{x,m}}{T_{n,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{n,m}} \quad [9] \text{ y}$$

$$\frac{T_{x,m}}{T_{d,m}} = \frac{P_{x,m}}{P_{d,m}} \quad [10]$$

4.1.5. Resoluciones CREG Nº 029 y 039 de 2016

La Resolución CREG N° 029 de 2016 (CREG, 2016a) define un esquema de tarifas diferenciales que deberán aplicar los comercializadores minoristas a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía. Esta resolución se da en el contexto de una situación crítica del parque generador por causa del fenómeno de El Niño, sumado al impacto que produce el fenómeno en la demanda por las altas temperaturas.

El esquema de tarifas diferenciales para promover el ahorro voluntario de energía consiste en:

- **Consumos reales superiores a la meta de ahorro.** Cuando el consumo real del usuario supere la meta de ahorro, el CU del servicio para el consumo hasta la meta de ahorro será el CU establecido en la Resolución CREG N° 119 de 2007. Para la parte del consumo que supere la meta de ahorro, el costo unitario será el CU más 450 \$/kWh.
- **Consumos reales inferiores a la meta de ahorro.** Cuando el consumo real es inferior a la meta de ahorro el CU del servicio para el consumo hasta la meta de ahorro será el CU establecido en la Resolución CREG N° 119 de 2007 menos 450 \$/kWh por la relación entre la meta de ahorro y el consumo real del mes.
- **Recaudo a través del mercado mayorista.** Los generadores que no cumplen con sus

Obligaciones de Energía Firme (OEF) asumirán parte del menor costo para los usuarios que consuman por debajo de su meta de ahorro. La remuneración horaria de la cantidad ahorra por Comercializador en cada hora h de cada día d en el mes m , estará dada por la diferencia entre el Precio de Bolsa nacional para esa hora h y el Precio de Escasez (PE) del mes m

- **Sistema de información sobre al ahorro por parte de los Comercializadores.** Los comercializadores deberán hacer divulgación masiva a los usuarios regulados sobre el esquema diferencial de tarifas, y promover el uso eficiente.

La Resolución CREG N° 039 de 2016 (CREG, 2016b), por su parte, hace ajustes a la Resolución 029 diferenciando entre los estratos 1 a 3 y 4 a 6. Para los estratos 1 a 3, el umbral de consumo de referencia corresponde al Consumo de Subsistencia (CS) vigente. En general, para los consumos mayores a la meta de ahorro (MA) la tarifa a aplicar es dos veces la tarifa de referencia. Se establece que los comercializadores serán los responsables de determinar la MA individual de cada usuario con base en el consumo de referencia mensual (CRM) reciente.

4.1.6. *Resolución CREG N° 015/2018*

La Resolución CREG N° 015/2018 (CREG, 2018a) establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, y aborda dos temas centrales relacionados con el contexto actual de la comercialización de energía eléctrica, en especial con los modelos no tradicionales de negocio, y con las nuevas tecnologías de medición: a) Plan de Negocio, y b) Costo de Respaldo para la autogeneración.

Costo de Respaldo para Autogeneración

La Resolución establece que cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR. En tanto que los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieran respaldo de red no están sujetos al pago de la misma.

En forma adicional se establece la metodología para la determinación de los pagos anuales por respaldo de transición. Este costo es determinado como el máximo entre el costo de respaldo de transición y el costo de respaldo contratado por el usuario, el cual es equivalente al valor anual pagado por dicho usuario en el año anterior al del primer año de aplicación de cargos con base en esta resolución.

Durante los primeros cinco años de aplicación de los ingresos y cargos calculados con base en la esta resolución, el pago anual por respaldo de transición será el resultante de las siguientes expresiones:

$$CRP_{u,n,t} = \max [CRt_{u,n,t}, CR_{u,n,0}] \quad [11]$$

$$CRt_{u,n,t} = CR_{u,n,0} + b * \left(\frac{CRESP_{u,n} - CR_{u,n,0}}{5} \right) * \frac{IPP_{dict-1}}{IPP_0} \quad [12]$$

Donde:

- $CRP_{u,n,t}$: Costo de respaldo a pagar por el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año t .
- $CRt_{u,n,t}$: Costo de respaldo de transición para el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año t .
- $CR_{u,n,0}$: Costo de respaldo contratado por el usuario u , en el nivel de tensión n , en el año cero (0). Es el valor anual pagado por dicho usuario en el año anterior al del primer año de aplicación de cargos con base en esta resolución.
- b : Variable que representa el año de aplicación a partir de la entrada en vigencia de costos al OR con base en la presente resolución, variando a partir de uno en el primer año y hasta cinco (5).

- $CRES_{u,n}$: Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n .
- $IPP_{dic\ t-1}$: Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se requiere el respaldo de red.
- IPP_0 : Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se inicia con la aplicación de los cargos calculados con base en esta resolución.

A partir del año 6 y hasta que se reemplace la presente metodología, el valor por el respaldo será el costo de respaldo de red ($CRES_{u,n}$), el cual se calcula como un costo fijo, determinado con base en la siguiente expresión:

$$CRES_{u,n} = D_{n,j,m-1,t} * (365) * h * Pot_u \quad [13]$$

Donde:

- $CRES_{u,n}$: Costo anual de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n , en pesos.
- $D_{n,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión n del OR j en el mes m del año t en el que se realiza el cálculo del respaldo, en \$/kWh.
- h : Cantidad de horas del día en las que la carga del circuito o subestación del OR j donde se requiere el respaldo es igual o superior al 95% de la máxima, según la curva de carga definida
- Pot_u : Es la potencia definida por el usuario u , en kW, sobre la cual se requiere respaldo.

Definición de cargos horarios

El Capítulo 9 de la Resolución establece la metodología para definir los cargos horarios.

En primer lugar se define que los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispongan de equipo de medida con registro horario.

Como criterio para determinar estos períodos de carga se utiliza el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en un hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga.

Los porcentajes recomendados para establecer esos períodos son los siguientes:

- Punta:** horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95% de la potencia máxima
- Llano:** horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75% y menor o igual al 95% de la potencia máxima
- Valle:** horas en las cuales el porcentaje de carga es menor al 75% de la potencia máxima

Cálculo de cargos horarios

La Resolución establece que el LAC calcula el cargo monomio por NT y posteriormente los cargos monomios horarios.

Los cargos para un NT particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado para ese NT, con las siguientes consideraciones:

- Neutralidad.** Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- Causalidad de costos.** Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.
- Magnitud.** La magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de potencia de la hora i -ésima por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora.
- Proporcionalidad.** Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia

promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga.

Con base en esos principios, que son de buena práctica (Borenstein, 2012), los cargos monomios horarios por NT $Dt_{v,n,j,m,t}$, $Dt_{l,n,j,m,t}$, $Dt_{p,n,y,m,t}$ se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{fch} \times H_v \times P_v * Dt_{v,n,j,m,t} + H_l \times P_l * Dt_{l,n,j,m,t} + fch \times H_p \times P_p * Dt_{p,n,y,m,t} = Dt_{n,j,m,t} \times \sum_{i=1}^{24} P_i \quad [14]$$

$$\frac{Dt_{v,n,h,m,t}}{fch \times Dt_{l,n,hh,m,t}} = \frac{P_v}{P_l} \quad [15]$$

$$\frac{Dt_{v,n,h,m,t}}{fch^2 \times Dt_{p,n,hh,m,t}} = \frac{P_v}{P_p} \quad [16]$$

Donde:

fch : Factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios. Durante los dos primeros años será igual a 2 y podrá ser modificado posteriormente.

H_v, H_l, H_p : Número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios (valle, llano, y punta)

P_v, P_l, P_p : Potencia resultante de promediar las potencias P_i asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga determinados.

$Dt_{p,n,y,m,t}$: Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima (punta) del OR j en el NT n en el mes m del año t

$Dt_{l,n,j,m,t}$: Cargo por uso para la franja de horas de carga intermedia (llano) del OR j en el NT n en el mes m del año t

$Dt_{v,n,j,m,t}$: Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima (valle) del OR j en el NT n en el mes m del año t

Con relación al $fch = 2$ usado, nos parece que lo más conveniente hubiese sido dejar el valor abierto a ser definido por la CREG con base en el análisis de las curvas de carga y del precio en bolsa, pues el valor de 2 usado amplía de forma significativa las diferencias entre los cargos de punta y llano y valle, para lo que debería haber un sustento empírico en los costos del sistema⁵. Nótese que en la Resolución CREG 011 de 2009 $fch = 1$

4.1.7. Resolución CREG Nº 030 de 2018

La Resolución CREG Nº 030 de 2018 (CREG, 2018b) dispone que, transitoriamente, mientras se adoptan las disposiciones definitivas sobre traslado de las compras de energía a AGPE y GD en la tarifa del usuario final en el componente G del CU, el componente $G_{m,i,j}$ de la fórmula tarifaria establecida en el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, se calculará de la siguiente manera:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) + \\ + (1 - Qc_{m-1,i} - Qagd_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} + AJ_{m,i} + \\ + G_{transitorio,m,i,j} \quad [17]$$

La resolución soluciona, transitoriamente, el tratamiento dado a los aportes de AGPE y GD.

⁵ Sugerimos revisar el sistema de ecuaciones usado para determinar los cargos horarios, pues entendemos que no corresponde incluir en la primera ecuación los factores $\frac{1}{fch}$ y fch están sobrando.

4.1.8. Resolución CREG N° 36 de 2019

La Resolución CREG 036 de 2019 (CREG, 2019a) introduce algunas modificaciones a la Resolución CREG 015 de 2018, incluyendo los criterios para definir los períodos de carga.

La Resolución establece que los OR deben entregar al LAC la información de los períodos de carga por nivel de tensión antes del 28 de febrero de cada año. Se propone “un” criterio para definir los períodos de carga con base en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga.

Los porcentajes recomendados en la Resolución para establecer estos períodos son los siguientes:

- a. Período de carga máxima (x): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95 % de la potencia máxima.
- b. Período de carga media (z): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75 % y menor o igual al 95 % de la potencia máxima.
- c. Período de carga mínima (y): las demás horas del día no consideradas en los períodos de carga máxima y media.”

La Resolución un error de nomenclatura de la primera ecuación del numeral 9.2 de la Resolución 015 de 2018, pero no subsana lo que es, a nuestro juicio, un error de especificación:

$$\frac{1}{fch} * H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + fch * H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = Dt_{n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

Con relación al costo de respaldo para autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR. Para ello, se define un período de transición de cinco años en el que el costo de respaldo es la diferencia entre lo que se establece en la Resolución 015 de 2018 y el cargo D que venía pagando el usuario. Para los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieran respaldo de red, se mantiene que los mismos no están sujetos al pago de la misma.

4.1.9. Resolución CREG N° 155 de 2019

La Resolución CREG 155 de 2019 (CREG, 2019b) coloca las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el siguiente periodo tarifario. La Resolución tiene anexa el Documento 110 de 2019.

El Documento 110 considera el rol del comercializador como un agente con dos campos de acción: i) de cara al mercado de energía, y ii) de cara al usuario, siguiendo los procesos tradicionales de atención al cliente final (lectura, facturación, PRQ, y tratamiento de excedentes).

Con relación al primer campo de acción, es el comercializador el que asume los riesgos de compra de energía para el mercado regulado. El Documento reconoce que la competencia ha sido limitada, tanto por la integración vertical con el distribuidor como por sus nexos con los generadores.

El Documento analiza la evolución de la estructura del mercado de comercialización, mostrando las asimetrías entre los principales mercados, en particular, la evolución de la relación entre subsidios y contribuciones que en Electricaribe es 3.5 veces, mientras que en Codensa y EPM alcanza 1.8 y 1.7 veces, respectivamente.

a) Nuevo entorno de la comercialización

El siguiente gráfico del Documento 110 resume la visión de la Comisión con relación al nuevo entorno que enfrentará la comercialización en el futuro próximo.

Figura 12 – Nuevo entorno de la Comercialización en el SIN (D-110 de 2019)



Con base en esa visión del nuevo entorno de la comercialización de energía eléctrica, la CREG realiza un análisis de impacto normativo considerando los siguientes aspectos:

- Cambios en la estructura de costos y en los roles del comercializador;
- Barreras a la entrada

El documento menciona que, a raíz de las nuevas tecnologías disponibles en el sector, siendo la AMI tan solo una de ellas, existe un amplio campo para el empoderamiento de los consumidores. Otro elemento disruptivo que menciona serán los sistemas de almacenamiento.

Para aquellos usuarios que no tengan la capacidad de acudir directamente al mercado, la visión de la Comisión es que *el comercializador ahora tiene los incentivos y las herramientas suficientes para realizar una efectiva gestión de sus intereses frente al mercado, al tiempo que ofrece una mayor variedad e innovación en los productos que pone a disposición de sus consumidores*.

El Documento reconoce que persistentes barreras a la entrada a la actividad de comercialización de energía eléctrica han llevado a que la demanda sea en su mayoría cautiva. Entre las barreras a la entrada que dificultan la competencia en la comercialización de energía eléctrica, el Documento menciona las siguientes:

- Costo del equipo de medición horario y comunicación;
- Ventaja competitiva de los comercializadores incumbentes, profundizado en los casos que también tiene integración con la generación.

b) Objetivo regulatorio

El Documento establece que el **objetivo regulatorio** consiste en *alcanzar los beneficios de los avances tecnológicos sean compartidos entre las empresas y los consumidores y a un traslado de costos eficientes por la prestación del servicio. Se requiere, además, que el usuario tenga mejor y mayor acceso a información para tomar decisiones, que reduzcan o eliminen las restricciones de cambio de prestador para los usuarios y logren una mayor atención de sus necesidades.*

c) Elementos de análisis

El Documento plantea que, a la luz de los cambios disruptivos que está experimentando el sector, es necesario *adoptar un nuevo enfoque para el desarrollo de la regulación que permita la introducción de avances y responda a las dinámicas del mercado, a las necesidades actuales de los prestadores y, ante todo, a las necesidades de los usuarios.*

d) Aplicación de AMI

El Documento reconoce que la AMI es la piedra fundamental del nuevo entorno de comercialización. En ese marco, surge la necesidad de establecer el tratamiento adecuado de la información resultante, con el fin de que *(i) se respeten las normas de privacidad que dicta la ley, (ii) el usuario y el mercado obtengan las ganancias en eficiencia que la tecnología tiene el potencial de entregar.*

e) Nuevos mecanismos de compra de energía

Con relación a los nuevos mecanismos para la compra de energía, el Documento menciona que las Resoluciones CREG 030 y 114 de 2018 allanaron el camino para su implementación.

f) Tratamiento de usuarios vulnerables, PUI, áreas especiales, y zonas de difícil acceso

La regulación vigente en Colombia ha definido al prestador de última instancia (PUI) como *el agente seleccionado para realizar la actividad de comercialización cuando el prestador que ha sido seleccionado por un usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación.*

Esta interpretación del PUI se restringe al respaldo a los usuarios cuando el comercializador puro falla, así como también cuando falla un incumbente (caso de Electricaribe, por ejemplo). Sin embargo, en el marco de las oportunidades y desafíos de la comercialización, el Documento deja abierta la puerta para redefinir la figura del PUI de manera de ajustarla a las realidades de la prestación del servicio en el futuro. En el caso de Italia, por ejemplo, el PUI para los usuarios que no han escogido comercializador es el distribuidor-comercializador incumbente.

g) Liberalización del mercado

Con relación a una mayor liberalización del mercado minorista, el Documento no ahonda en detalles acerca de cuál es la visión de la Comisión, más allá de algunas consideraciones de carácter general referidas al mayor empoderamiento de los usuarios.

h) Instrumentos regulatorios

En cuanto a los instrumentos disponibles para atender el problema/objetivo regulatorio en cuestión, el Documento menciona un abanico de opciones que incluye:

- **Instrumentos de mercado:** regulación por incentivos
- **Autoregulación por iniciativa de empresas:** corresponde a acuerdos entre empresas tendientes a promover mejoras a nivel sectorial. Es claro que este tipo de instrumento no puede ser parte de las medidas de intervención que pueda utilizar la CREG en su enfoque regulatorio.
- **Co-regulación.** La co-regulación funciona con un regulador que establece los principios y reglas generales – el “qué”-, dejando que la reglamentación de detalle – el “cómo” – quede en manos de los agentes.

i) Información y pedagogía

Los instrumentos asociados a reducir a la asimetría de información y a promover mayor conocimiento de los interesados sobre la información relevante para la toma de decisiones constituyen de instrumentos complementarios para un regulador o agencia de competencia.

4.1.10. Resolución CREG Nº 012 de 2020

La Resolución CREG Nº 012 de 2020 (CREG, 2020c) ofrece una opción tarifaria alternativa a la Resolución CREG Nº 1198 de 2007. La Resolución es casi igual a la Resolución CREG Nº 068 de 2008, salvo pequeños ajustes en la tasa de interés y la forma de publicación para que sea de conocimiento de los usuarios.

En concreto la Resolución permite utilizar como referencia el cargo unitario variable del comercializador ajustado por la diferencia entre el saldo acumulado por las diferencias entre el CU calculado y el aplicado, en lugar de actualizar el CU a través de variación mensual prevista en la Resolución CREG 119 de 2007.

4.1.11. Resolución CREG Nº 131 de 2020

La Resolución CREG Nº 131 de 2020 (CREG, 2020b, p. 202), por su parte, propone las condiciones para la implementación de la AMI en el SIN, como un bien esencial para la prestación del servicio, en especial en lo que atañe a la gestión eficiente de la energía. De los criterios generales a tener en cuenta para el desarrollo de la AMI, consideramos oportuno destacar los siguientes:

- a) El OR es el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente de manera rigurosa y suficiente los costos, los beneficios y el resultado neto para una zona específica. El despliegue de la solución de AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis, adecuadamente fundamentados, identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.
- b) En el caso en el que el usuario permita que el OR reemplace el medidor, el usuario no asumirá ningún costo adicional por dicho reemplazo.
- c) El GIDI será la fuente principal para que los comercializadores facturen a sus usuarios y los usuarios, a la vez que puedan visualizar la información detallada de sus consumos y comparaciones respecto de otros usuarios, puedan revisar las tarifas y ventajas ofrecidas por la competencia y puedan gestionar, desde una sola plataforma de transacción virtual, el cambio de comercializador. El GIDI será escogido por la CREG como resultado de un proceso competitivo que será reglamentado en resolución aparte. El agente que lleve a cabo el desarrollo de estas actividades deberá hacerlo de manera neutral, transparente, objetiva e independiente, para lo cual no podrá encontrarse en situación de control directo e indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio y sus actividades complementarias.
- d) Las inversiones en AMI no son consideradas como activos de uso. Tampoco hacen parte de las inversiones determinadas en los planes de inversión establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, ni se emplearán para evaluar su ejecución.
- e) El equipo de medida será de propiedad de quien lo hubiere pagado.
- f) Los consumos de los usuarios y el tratamiento de dichos datos, exclusivamente para efectos de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, no tendrán el tratamiento de datos personales.
- g) La presentación de los datos de consumo **debe permitir su compilación por franjas horarias, por tipo de día** (hábil, sábado o festivo), semana del año y por mes. Se debe disponer de ejercicios comparativos de los usuarios residenciales, donde se presente el consumo propio contra los promedios de los usuarios residenciales del mismo estrato

ubicados en el mismo municipio y código postal.

- h) Cada OR deberá elaborar un plan de implementación de AMI, con base en la ubicación y características de los usuarios conectados a su sistema, y con base en un análisis de costo-beneficio.

Con relación al **despliegue** de la AMI, que impacta en forma directa sobre la posibilidad de implementar tarifas por ToU, la Resolución propone cuatro fases:

- **Fase I.** tendrá una duración máxima de seis meses contados a partir de la fecha de inicio del plan, donde se debe reemplazar la totalidad de los medidores de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios con reporte al ASIC.
- **Fase II.** tendrá una duración máxima de doce meses contados a partir de la fecha de inicio del plan, donde se deben reemplazar las fronteras comerciales entre agentes con reporte al ASIC que no cumplan con los requerimientos de AMI, los medidores de usuarios con consumos promedio igual o superior a 1.000 kWh mes que no cumplan con los requerimientos de AMI, durante los últimos seis meses, y los medidores de los AGPE y AGGE que lo requieran.
- **Fase III.** tendrá una duración máxima de treinta y seis meses contados a partir de la fecha de inicio del plan, donde se deben reemplazar las fronteras comerciales para agentes generadores con reporte al ASIC, enlaces y conexiones internacionales.
- **Fase IV.** tendrá una duración máxima hasta diciembre de 2030, donde se deben instalar todos los equipos según la priorización indicada en el plan aprobado.

A juzgar por la propuesta de despliegue, en una primera etapa se estarán priorizando los consumos superiores a 1.000 kWh mes, sin perjuicio de que el plan que se apruebe para cada OR indique otras prioridades.

4.2. Leyes, Decretos y Resoluciones MME

4.2.1. Ley 1715 de 2014

La Ley 1715 de 2014 (Congreso de la República de Colombia, 2014) tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Por **eficiencia energética**, la ley define que es *la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles*.

Por **respuesta de la demanda**, la ley define que son *cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos*.

En su artículo 6, la ley ordena a la CREG establecer los mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora en eficiencia energética del SIN, conforme con los principios y criterios de las leyes 142 y 143 de 1994, y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

Con relación a la venta de energía por parte de generadores distribuidos, la ley establece que *la energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin*.

El artículo 31 señala que la CREG deberá establecer mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos de punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de

confiabilidad establecidos por el MME o por la misma CREG.

4.2.2. *Decreto 388 de 2007*

El Decreto 388 de 2007 (Ministerio de Minas y Energía, 2007) establece las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de CU de los STR y SDL de energía eléctrica en el SIN.

El decreto ordenó a la CREG la conformación de Áreas de Distribución (ADD), las cuales se constituyen con base a la proximidad geográfica de los mercados atendidos; en forma adicional se establece que **debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD**.

4.2.3. *Decreto 2492 de 2014*

El Decreto 2492 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014, p. 24) adopta disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

En particular, el artículo 1° ordena que la CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, **tarifas horarias y/o canasta de tarifas** de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio. De igual forma, la CREG deberá diseñar mecanismos en la fórmula tarifaria que permitan que al usuario final lleguen señales horarias.

Las tarifas horarias y demás opciones tarifarias solo aplicarán a los usuarios que cuenten con el equipo de medida necesario para su implementación.

Participación en el Mercado Mayorista. El artículo 3º ordena a la CREG diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al SIN, respaldar OEF, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones. La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá cumplir el criterio de eficiencia económica.

Conformación de Áreas de Distribución (ADD). El artículo 3º establece que el MME conformará ADD, sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más OR. **Para cada ADD, la CREG definirá CU únicos por NT de suministro y hora del día.** Adicionalmente, la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD. La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los CU que enfrenten los usuarios finales del SIN.

4.2.4. *Decreto 348 de 2018*

El Decreto 348 de 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2017, p. 348) realiza precisiones en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala .

El decreto establece que los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red.

Remuneración de excedentes de energía. El decreto establece que la CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá:

- i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de forma expedita; y
- ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del

usuario.

Para el caso de los **autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER**, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin.

4.2.5. *Resolución MME 40072 de 2018 (Infraestructura de Medición Avanzada)*

El objeto de la Resolución MME 40072 de 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2018) es establecer e implementar los lineamientos de política energética en materia de infraestructura de medición avanzada (AMI), así como la gradualidad con la que se deberá poner en funcionamiento, con el fin de promover la gestión eficiente de energía, y permitir la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos.

Dentro de los objetivos que se persiguen con la implementación de la AMI se reconocen los siguientes:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.
- Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Una vez definidos los objetivos, la Resolución determina las funcionalidades básicas que serán requeridas de las AMI. Las principales funcionalidades se listan a continuación:

- Almacenamiento de datos
- Comunicación bidireccional
- Ciberseguridad: brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
- Sincronización
- Actualización y configuración: posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- Acceso al usuario: proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado.
- Lectura: permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
- Medición horaria.
- Conexión, desconexión y limitación: Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
- Antifraudes: Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- Registro de medición bidireccional: Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.

- Calidad del servicio: Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
- Pre pago: Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

La normativa establece un período de 12 meses para que la CREG establezca las condiciones para la implementación del esquema de AMI en la prestación del servicio de energía eléctrica en el SIN, aspecto que fue contemplado en la Resolución CREG N° 131 de 2020.

En lo referente a los agentes responsables, la resolución establece que los OR serán los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la AMI, distinta de los medidores avanzados de energía eléctrica, según la regulación que emita la CREG.

En forma adicional, la CREG definirá el agente responsable del suministro, instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición del medidor avanzado de energía eléctrica, que podría ser el Operador de Red.

Se establece un esquema de implementación gradual de la AMI, cumpliendo con metas de 95% en el sector urbano y 50% en el rural, ambos valores para el año 2030.

En cuanto a la remuneración de la infraestructura, la Resolución establece que la CREG adoptará los ajustes regulatorios con el fin de remunerar mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la infraestructura de medición avanzada.

4.2.6. *Resolución MME 40483 de 2019 (Modifica Res. 40072/2018 AMI)*

La Resolución MME 40483 de 2019 (Ministerio de Minas y Energía, 2019) modifica el plazo para la definición del esquema de implementación del esquema de AMI, estableciendo como límite el 15 de abril de 2020 para que la CREG determine las condiciones para la implementación de la AMI en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el SIN, aspecto que fue contemplado fue contemplado en la Resolución CREG N° 131 de 2020.

En cuanto a los agentes responsables, se modifica el texto de la Resolución 40072/2018 por el siguiente: “*La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, determinará los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la AMI considerando la independencia e imparcialidad para el desarrollo de esas actividades. En todo caso, el análisis que realice la CREG para tal efecto podrá considerar en primera instancia al OR. En el caso que la CREG determine como responsable a un agente diferente al OR, esta deberá sustentar su decisión en documento soporte con un análisis técnico-económico*”.

También se ajustan las metas para el esquema de implementación gradual considerando un mínimo de 75% para el año 2030, sin distinguir entre usuarios urbanos o rurales.

Por último, se establece una flexibilidad adicional en el método de remuneración de la infraestructura al definir que la CREG adoptará los ajustes regulatorios para remunerar mediante tarifa o **establecerá los esquemas requeridos con el fin de remunerar los costos eficientes de las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la infraestructura de medición avanzada.**

4.2.7. *Resolución MME N° 4-0142 de 2020*

La Resolución MME N° 4-0142 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía, 2020, p. 40142) prorroga hasta el 30 de noviembre de 2020 los plazos señalados en el artículo 6º de la Resolución 4 0072 de 2018, modificado por el artículo 2º de la Resolución MME 0483 de 2019, tanto para el SIN como para las ZNI.

4.3. Aportes de la Misión de la Transformación

Los trabajos realizados en el marco de la Misión de la Transformación abordaron de forma tangencial la implementación de tarifas por tiempo de uso. Por ejemplo, (Ortiz Jara et al., 2020) mencionan lo siguiente:

Tarifas de tiempo de uso (TU): Para la aplicación de TU en Colombia, se debe tener en cuenta el comportamiento y las características de la demanda. A diferencia de los países en donde ha sido aplicado el mecanismo TU, la demanda en Colombia no tiene un comportamiento estacional, pero si varianza espacial. Es decir, el comportamiento de la carga es diferente si se compara una ciudad como Bogotá con una de la Costa Caribe. En la primera, el pico de carga ocurre entre las 7:00PM, mientras que en la segunda el pico puede ser a las 12:00PM (por el uso de aire acondicionado). Así, las tarifas dinámicas pueden diferir en función de la zona en la que vayan a ser aplicadas. Quantificar los beneficios potenciales de aplicar TU en Colombia es una tarea compleja y puede requerir un estudio específico que, además de realizar el modelamiento del programa, pueda tener una estimación de elasticidades precio de la demanda, junto con la caracterización de la demanda flexible. Como principales beneficios se tendrían la reducción de los picos de carga regionales y por lo tanto del agregado, la consecuente reducción de precios por evitar utilizar plantas de periodo pico, retraso en las inversiones de infraestructura, y la operación más eficiente del sistema. Respecto a los costos, también se tiene una ventaja adicional. En una primera instancia de implementación no es estrictamente necesaria la penetración de medición inteligente. Tanto los bloques como los multiplicadores de la tarifa pueden fijarse de forma estática con actualizaciones mensuales, bimensuales, semestrales, entre otros. De esta forma, los costos estarían vinculados con los mecanismos que se utilicen para divulgación y conocimiento del programa, con la actualización de esquemas de facturación, entre otros.

Propuesta: se debe tener como prioridad brindar señales de precio a la demanda. Así, se deben desarrollar en el corto plazo tarifas de tiempo de uso, que no requieren la masificación de AMI ni canalizadores. Para esto, la liquidación de la energía consumida puede asociarse con la curva de carga del transformador de distribución.

Tarifas de tiempo real: el programa de tarifas de tiempo real se plantea para el largo plazo con el fin de que el usuario sea expuesto y tenga su primer contacto con tarifas dinámicas a través de las TU, que a priori es un programa más sencillo. Además, la tarificación en tiempo real si requiere un amplio despliegue de AMI. Partiendo con la base de que los usuarios tienen conocimiento del funcionamiento de TU, y de que conocen las bases de las tarifas dinámicas de energía, la apropiación de esquemas de tiempo real es más viable. Como beneficios principales de las tarifas de tiempo real en Colombia se tienen la reducción de precios de energía, más información bidireccional sobre el comportamiento de la oferta y la demanda, formación más eficiente del precio, posibilidad de incorporar señales de escasez o indisponibilidad, entre otros. Los costos de implementación de TR están asociados con los costos de penetración y masificación de AMI, los métodos de divulgación y capacitación, los sistemas y arquitecturas de información, el cambio del esquema de tarificación y liquidación del mercado, entre otros. Debido a que este programa de RD tiene distintos costos y cambios operativos y regulatorios del mercado, se propone que sea implementado en el largo plazo, una vez los usuarios estén muy familiarizados con las TU y sus bloques tarifarios. Considerando que en la mayoría de experiencias internacionales, sobre todo en Estados Unidos, las tarifas dinámicas son opcionales, se propone que en Colombia también sea de esta manera. El usuario deberá tener la posibilidad de escoger entre un régimen tarifario en el que se aplique el precio promedio del mes, o en los que se apliquen las tarifas dinámicas con liquidación diaria.

Sin perjuicio que en el largo plazo casi todo entra dentro del campo de lo posible, vemos muy lejana la posibilidad de introducir tarifas dinámicas en América Latina para usuarios residenciales, y

Colombia no es una excepción. Y no es un tema solamente de desarrollo económico de nuestros países sino fundamentalmente de racionalidad limitada de los consumidores. En ese contexto, entendemos conveniente focalizar el estudio en el mundo de lo posible que son las tarifas ToU, es decir, tarifas estáticas por períodos horarios.

4.4. Aportes de Colombia Inteligente

En marzo de 2020 se presentó el trabajo de “Programas Respuesta de la Demanda” por parte de Colombia Inteligente (Colombia Inteligente, 2020). Como lo dice su nombre, el foco del trabajo está en identificar y proponer soluciones para los retos existentes respecto a la participación activa de la demanda en el sector eléctrico. Por ejemplo, el trabajo menciona que el programa Apagar-Paga logró ahorros en 500 GWh (en un mes) y 170 MW, y los mecanismos DDV y Respuesta de la Demanda en condición crítica que han registrado disponibilidades superiores a 171 MW y 76 MW, respectivamente.

El trabajo propone un “Programa de Tarifa Intradiaria” basado en tarifas estáticas por tiempo de uso (ToU). En concreto, el programa propone un “*esquema de máximo tres niveles de tarifas que deberán identificarse en función del comportamiento de la curva de carga de cada mercado de comercialización*”. En función de las características de la curva de carga, el programa reconoce que en ciertos casos el periodo intermedio se puede eliminar (tipo de mercado de comercialización). El programa recomendado no requiere línea base para las franjas tarifarias y acceder a los beneficios.

Para probar el esquema propuesto, el estudio propone un programa voluntario de 400 subscriptores en cuatro regiones del país (norte, occidente, centro y suroccidente). El tiempo requerido para el piloto es de 6 a 12 meses. A esos usuarios se les aplicaría un régimen especial de tarifas.

4.5. Resumen de la normativa vigente

De la revisión de la evolución de la normativa asociada a la determinación del CU de prestación del servicio de energía eléctrica cabe destacar los siguientes puntos organizados por componentes

4.5.1. Componente G

Las dos resoluciones claves para entender el componente G del CU son las Resoluciones CREG 031 de 1997 y 119 de 2007.

El punto más importante a destacar es que hay un desacoplamiento entre los costos que incurren las empresas y el traslado a los usuarios finales. La demanda no ve el costo que pagan las empresas, lo que es un limitante para aplicar tarifas dinámicas, pero no así para aplicar tarifas por ToU.

Con la introducción de tarifas ToU, va ser necesario revisar la forma de contratación de las empresas, permitiendo contratos de compra de energía y potencia por franjas horarias. Por otro lado, en caso de producirse una fuerte adhesión a los esquemas de ToU, puede haber impactos entre la demanda contratada de las empresas y la real.

4.5.2. Componente T

Las Resolución CREG 011 de 2009 establece los Períodos de Carga y Cargo por Uso Monomio horario para la transmisión (STN). Esos períodos de carga deben ser revisados a la luz de las curvas de cargas representativas. Por otro lado, cabe revisar la forma de cálculo de los cargos horarios con lo dispuesto para la distribución en la Resolución CREG 015 de 2018.

La aplicación de esta Resolución no ha logrado marcar diferencias relevantes en las cargos

monomios horarios para los niveles de tensión 2 y 3.

4.5.3. *Componente D*

A los efectos de la aplicación de tarifas ToU, la Resolución 015 de 2018 establece los Períodos de Carga y la forma de cálculo de los Cargos por Uso Monomio horario para la distribución (SDL o STR).

- **Períodos de carga.** Cabe revisar los umbrales para definir los períodos horarios. La Resolución establece como umbrales 75% y 95% de la carga máxima de la curva de carga, para definir los tres bloques horarios.
- **Cálculo de los cargos horarios.** Los cargos para un NT particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado para ese NT, considerando los principios de neutralidad con respecto al ingreso regulado y proporcionalidad de las potencias promedio demandadas en cada bloque horario. Cabe revisar el factor de cargos horarios igual a 2.
- **Capacidad de respaldo de red.** Cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR. En tanto que los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieran respaldo de red no están sujetos al pago de la misma, lo que en un escenario de desarrollo importante de la micro generación distribuida puede configurar un problema de suficiencia financiera no menor.

4.5.4. *Componente C*

En Colombia, el componente que reconoce los costos de comercialización está 100% variabilizado, si bien la normativa permite introducir un componente fijo comercial. Los costos reconocidos se dividen por el número de facturas emitidas, y se ajustan a través de un componente de economías de escala. En efecto, todo el cargo unitario está variabilizado, siendo que los costos de comercialización tienen un vínculo nulo con la energía que transita por las redes.

La normativa vigente no presenta impedimento alguno para la implementación de tarifas ToU, si bien es deseable, desde el punto de vista de eficiencia económica, que los costos comerciales se transparenten en vez de diluirse en los cargos de energía.

4.5.5. *Componentes PR y R*

El CU incluye también los componentes de pérdidas (PR) y restricciones en la red (R).

Las pérdidas de energía en Colombia, como en la mayoría de los países de América Latina, son un componente muy importante en la cadena de costos del sector. Las resoluciones CREG referentes son la 119 de 2007 y la 015 de 2018.

Una vez implementadas las tarifas ToU, quizá será necesario ajustar los programas de pérdidas en función de la energía por bloque horario.

Con relación al componente de restricciones en la red, que obliga a generación forzada en ciertas regiones, una vez que estén implementadas las tarifas ToU será conveniente reportar los costos de restricciones por bloque horarios, de manera de internalizarlos en las señales a los usuarios finales.

4.5.6. *Aspectos transversales*

1. En función de lo establecido en Decreto 388 de 2007, **debe existir un cargo único por NT por cada ADD.**
2. El instrumento regulatorio usado, de tarifas máximas, traslada 100% del incentivo al ahorro energético al cliente. En efecto, el comercializador no tiene ningún incentivo para la búsqueda de la eficiencia energética.
3. **Ausencia de señales horarias en las tarifas finales.** Las tarifas a usuarios finales regulados

no contemplan la opción de señales horarias, lo que limita la posibilidad de mejorar la curva de carga del sistema, entre otros beneficios asociados a esquemas de bloques horarios.

4. Con relación a la implementación de la AMI, la normativa vigente ordena que la presentación de los datos de consumo **debe permitir su compilación por franjas horarias, por tipo de día** (hábil, sábado o festivo), semana del año y por mes. Se debe disponer de ejercicios comparativos de los usuarios residenciales, donde se presente el consumo propio contra los promedios de los usuarios residenciales del mismo estrato ubicados en el mismo municipio y código postal.
5. **Respuesta de la demanda y eficiencia energética.** La ley ordena a la CREG establecer los mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora en eficiencia energética del SIN, conforme con los principios y criterios de las leyes 142 y 143 de 1994, y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin. La CREG deberá establecer mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos de punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el MME o por la misma CREG.
6. **Tarifas feed-in.** Con relación a la venta de energía por parte de generadores distribuidos, la ley establece que *la energía generada por generadores distribuidos se remunera teniendo en cuenta los beneficios que ésta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin.*

Por último, la actual fórmula de traslado de costos al usuario de energía en Colombia es, a nuestro entender, más compatible para aplicar señales de precios monomios horarios que para introducir señales horarias binomias.

5. CRITERIOS GENERALES PARA DEFINIR ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE TARIFAS HORARIAS

En cuanto al problema regulatorio bajo análisis, el principal objetivo es conciliar la eficiencia económica, dada por los cargos y tarifas horarias, con la sostenibilidad económico-financiera de los agentes, la capacidad de pago de los usuarios, y la sostenibilidad del esquema de subsidios y contribuciones. En consecuencia, se espera prudencia en las estrategias que se propongan, mediante la priorización de las alteraciones indispensables en los esquemas tarifarios, modernizando el sistema de manera ordenada y sinérgica entre los diversos jugadores involucrados, a fin de minimizar los riesgos inherentes a este tipo de actividad.

El desarrollo de las estrategias a recomendar incluye:

- Posibles impactos en el consumo (eficiencia energética)
- Posibles impactos en el achatamiento de la punta (*peak shaving*) o corrimiento de la curva (*load shift*)
- Tipo de señal escogida (potencia contratada o medida, cargo por energía horaria).

Las estrategias a recomendar deberán ser adherentes a las características de los usuarios de energía en Colombia, así como la organización del mercado minorista y las condiciones de prestación del servicio eléctrico en el país, incluyendo la compatibilidad con la operación del mercado mayorista.

Para las estrategias que se propongan se desarrollará un análisis de tipo costo-beneficio (ACB). Para hacer comparable la heterogeneidad entre las estrategias que se propongan, se seleccionaron variables comunes a todas las alternativas para calificar, con cierta discreción, el efecto de cada una de ellas. A continuación, se presentan algunos parámetros preliminares un breve resumen del concepto que se pretende evaluar su orden de magnitud:

- a) **Costo de la implementación:** esfuerzo necesario para permitir la implementación de las alternativas elegidas;
- b) **Requerimientos técnicos y tecnológicos** para la implementación de las estrategias recomendadas;
- c) **Costo transaccional:** el esfuerzo necesario para mantener la solución en funcionamiento, es decir, la energía requerida y el grado de dificultad para operar rutinariamente las soluciones seleccionadas;
- d) **Análisis costo-beneficio (ACB):** se realizará un análisis costo-beneficio de las estrategias, que además de los costos valore los beneficios alcanzables y los factores para que éstos efectivamente se obtengan.
- e) **Sustentabilidad económico-financiera del sector:** impacto en los ingresos del sector
- f) **Sustentabilidad del esquema de subsidios y contribuciones:** impacto en el esquema de subsidios y contribuciones
- g) **Requerimientos regulatorios** para implementar las alternativas recomendadas.

Con relación a los literales a) a d), como bien lo señaló el estudio de Colombia Inteligente (Colombia Inteligente, 2020) se tiene que:

- El costo de la instalación del medidor horario (no es necesario que sea un medidor inteligente) corre por cuenta del OR.
- Los costos de la campaña de difusión de la opción tarifaria horaria, así como de la evaluación de los resultados, corren por cuenta del comercializador.
- Para los usuarios, el costo es función al consumo de las horas de punta, mientras que el beneficio es proporcional al consumo en las horas del valle (nocturno)
- Para el sistema en su conjunto, los beneficios se derivan del achatamiento de la curva del sistema, lo que permite reducir inversiones en expansión, así como también reducir las pérdidas de potencia en la punta.
- Con relación a los beneficios asociados a la reducción de pérdidas, cabe recordar que la resistencia (y por lo tanto las pérdidas) aumentan con el cuadrado de la cantidad de electricidad que fluye a través de un cable. Esto significa que las pérdidas serán mayores durante las horas de máxima demanda cuando los flujos son mayores.

Por lo tanto, los puntos centrales a analizar son:

- a) Sustentabilidad económico-financiera del sector: impacto en los ingresos del sector
- b) Sustentabilidad del esquema de subsidios y contribuciones: impacto en el esquema de subsidios y contribuciones
- c) Requerimientos regulatorios para implementar las alternativas recomendadas.

5.1. Criterios de escogencia de alternativas

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen una serie de principios rectores para la determinación de las tarifas a usuarios finales, entre las que cabe destacar los siguientes:

- **Eficiencia económica:** El principio de eficiencia económica obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.
- **Suficiencia financiera:** Por suficiencia financiera se entiende que las empresas eficientes tendrán garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de

administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de electricidad y el monto de los subsidios que reciban en compensación por atender a usuarios residenciales de menores ingresos.

- **Calidad:** el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él.
- **Continuidad:** El principio de continuidad implica que el servicio se deberá prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.
- **Adaptabilidad:** El principio de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- **Neutralidad:** El principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.
- **Solidaridad y redistribución:** Por solidaridad y redistribución del ingreso se entiende que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.
- **Equidad:** Por el principio de equidad el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

A los efectos de facilitar la escogencia de alternativas para la implementación de ToU, y dado que pueden existir conflictos entre estos principios, la Tabla 32 presenta una serie de criterios de puntuación de cada estrategia en lo que respecta a su adherencia a los principios legales vigentes, sumado a otros que consideramos son importantes a la hora de decidir entre las distintas opciones analizadas. La lógica es la siguiente:

- **Eficiencia económica:** Las tarifas horarios compulsivas, a los efectos de la búsqueda de la eficiencia económica, puntúan mejor que los esquemas voluntarios. Por otro lado, las tarifas horarias binomias (cargo de energía y potencia) son un incentivo potente para la búsqueda de la eficiencia, por lo que puntúan mejor que los esquemas más sencillos.
- **Incentivos a respuesta de la demanda.** Cuanto mayor es el número de usuarios que adopta las tarifas ToU, mejor puntúa la propuesta. Tarifas ToU binomias, por su parte, puntúan mejor que tarifas ToU monomias.
- **Nivel de complejidad.** Las tarifas ToU monomias son más fáciles de implementar y comprender que las binomias, por lo que puntúan mejor.
- **Aceptación social.** Las tarifas ToU de adhesión opcional por los usuarios reciben, sin duda alguna, mayor nivel de aceptación social.

Tabla 32 – Criterios de Escogencia

Criterio	Adherencia a los principios rectores		
	Baja	Media	Alta
Eficiencia Económica	1	2	3
Suficiencia Financiera	1	2	3
Calidad	No aplica (NA)	NA	NA
Continuidad	NA	NA	NA
Adaptabilidad	1	2	3
Neutralidad	1	2	3
Solidaridad y redistribución	1	2	3
Equidad	1	2	3
Incentivo a respuesta de la demanda	1	2	3
Complejidad de implementación regulatoria	3	2	1
Complejidad de comprensión por los usuarios	3	2	1
Aceptación social	1	2	3

Con relación a la **obligatoriedad de la medida**, consideramos que la misma puede ser incorporada dentro del principio de “**aceptación social**”. La “**aceptación social**” es función del grado de “alfabetización energética” de la población y el desarrollo económico. Cuando más alfabetizado en términos energéticos es una población, mayor será el grado de aceptación social. En ese marco, para un país en desarrollo, como el caso de Colombia, ToU opcionales tendrá mayor grado de aceptación social.

Los tipos de tarifas por Tiempo de Uso (ToU) que se analizan en las estrategias propuestas incluyen:

- ToU Monomias: Cargos por Uso Monomios Horarios
- ToU Binomias: Cargos Horarios por Uso de energía; Cargos Horarios por demanda (potencia)
- ToU Binomias + Cargo Fijo Comercial
- ToU Binomias + Cargo Fijo Comercial + Cargo por Energía Reactiva

5.2. Nivel de Tensión 1

Implementar tarifas por ToU es relativamente sencillo de aplicar. Este tipo de tarifa no requiere comunicaciones bidireccionales con el medidor, sólo un reloj en el medidor para que la carga se produzca en línea con los períodos horarios que se definan. En lo que respecta al NT1, el sector residencial es el que lleva el mayor peso de ese mercado.

(Brophy Haney et al., 2011) discuten la evidencia de los ensayos sobre el tamaño del efecto de tarifas ToU, tarifas en tiempo real y tarifas CPP. Concluyen que es posible un ahorro máximo de hasta el 15%, con reducciones de la demanda de hasta el 10%. También mencionan que pueden aparecer problemas relacionados con el hecho de que los consumidores de altos ingresos podrían tener más oportunidades de beneficiarse de la oferta de respuesta a la demanda (por ejemplo, porque podrían permitirse los electrodomésticos de última generación capaces de responder y porque utilizan más aparatos no esenciales) y, por lo tanto, esto exacerbaría las preocupaciones por los temas de vulnerabilidad y equidad.

La capacidad real de respuesta de la demanda de los hogares estará impulsada por la voluntad de los consumidores de participar en los contratos que puedan ofrecer los comercializadores para responder a la demanda. Es probable que un gran número de consumidores no muestre ninguna respuesta a los incentivos tarifarios. Otros consumidores responderán en función de la magnitud de los beneficios de que dispongan (su capacidad de respuesta) y de su opinión sobre el nivel de control que desearían que ejercieran las partes externas. La aceptación también dependerá probablemente de la medida en que los consumidores puedan comprender los contratos que se les ofrezcan, de su grado de “alfabetización eléctrica”. Parece probable que se favorezcan los contratos sencillos y que el uso generalizado de la fijación de precios en tiempo real sea poco probable en el entorno actual. También se da el caso de que la gente prefiere el seguro que ofrecen las tarifas planas y, por lo tanto, puede estar dispuesta a pagar una prima para evitar la exposición a las tarifas variables.

Cabe destacar que el cambio en la forma de la curva de demanda de electricidad vale la pena y puede ser más fácil y más valioso que la reducción real. Esto es especialmente cierto si hay una mayor presencia de los vehículos eléctricos y de la penetración de las renovables, lo que hará que el tiempo y el lugar exactos de consumo sean importantes, así como la cantidad. No obstante, es poco probable que se realicen plenamente las posibilidades de reducción de la demanda y de respuesta de la demanda. El lado de la demanda del consumo de electricidad se decide por la interacción de millones de decisiones tomadas por los seres humanos con una racionalidad limitada e incentivos mixtos. Algunos de los aspectos de esa diversidad de pautas de consumo tienen efectos beneficiosos, como por ejemplo el aplanamiento de la curva de carga.

La Tabla 33 muestra que el consumo promedio del sector residencial es bajo, incluso para los estratos 5 y 6. Una primera lectura de esos niveles de consumo es que hay poco campo fértil para el análisis costo-beneficio de tarifas ToU modificar la curva de demanda, sin embargo, estos valores crecerán de forma importante en el mediano plazo por la introducción de vehículos eléctricos. Es muy plausible que al menos los consumidores de estratos 5 y 6 incorporen carro eléctrico, lo que podría aumentar 100kWh/mes su demanda. En ese contexto, las ToU cumplirán un papel fundamental.

Tabla 33 – NT1: consumo mensual promedio por tipo de usuario

Clase de usuario	Consumo mensual por cliente (kWh/mes)			
	Codensa	E.P.M	Meta	Cali
Estrato 1	125	85	113	139
Estrato 2	134	111	114	152
Estrato 3	133	132	133	146
Estrato 4	141	155	173	156
Estrato 5	182	185	221	196
Estrato 6	265	264	301	335
Subtotal Residencial	139	121	124	158
Comercial	523	587	413	798
Subtotal Industrial	1,255	2,060	2,894	3,684

5.2.1. *Estrategias para el sector residencial*

Con relación a las tarifas ToU a aplicar al sector residencial, la definición no es independiente si las mismas se van a aplicar en forma compulsiva a todos los usuarios a los que se les instale un medidor inteligente o si, por el contrario, la decisión será optativa del usuario.

Estrategia 1.1.R – Tarifas ToU compulsivas, sin cargo por demanda ni cargo fijo comercial

La Estrategia 1.1.R se basa en que todo usuario residencial al que se le instala un medidor inteligente pasa a pagar sus consumos por tarifas ToU, de forma similar a lo que sucedió en Italia. Para ello, la fórmula de cálculo de los cargos horarios debe ser neutral, a diferencia de lo establecido en el Capítulo 9 de la Resolución CREG N° 015 de 2018, en el que el factor de cargos horarios (fch) es igual a 2.

En cuanto a la implementación, la propuesta se basa en un esquema tarifario sencillo sin cargo por demanda ni cargo fijo comercial.

Estrategia 1.2.R – Tarifas ToU opcionales para los estratos 1 a 3; tarifas ToU compulsivas para los estratos 4 a 6; sin cargo por potencia, cargo fijo comercial.

La Estrategia 1.2.R se basa en que todo usuario residencial perteneciente a los estratos 4 a 6 al que se le instala un medidor inteligente pasa a pagar ToU, sin cargo por demanda ni cargo fijo comercial. El pago del cargo por potencia sería a partir del segundo año de aplicación, una vez que el comercializador ha informado de forma adecuada a los usuarios acerca de su potencia medida. Para el cargo comercial se propone una aplicación gradual, comenzando con un factor $\beta = 0.25$ para el primer año, y aumentando a razón de 0.25 por año.

Para los estratos 1 a 3, por cinco años, prorrogables por otro período igual, la ToU serán opcionales. En todos los casos de los usuarios pertenecientes a estos estratos habrá una regla de retracto, por la cual si al final del primer año de aplicación los usuarios pagaron más que lo que hubiera pago por la tarifa convencional, se les retorna la diferencia y se les permite regresar a la tarifa convencional sin costo alguno.

Estrategia 1.3.R – Tarifas ToU opcionales para todos los estratos; tarifas para los estratos 4 a 6 incluyen, además del cargo por energía consumida, un cargo por potencia y un cargo fijo comercial

La estrategia 1.3.R parte de la premisa que los estratos 1 a 3 tienen limitada capacidad para modular su carga, por lo que se recomienda que las ToU sean de carácter opcional. Para los usuarios 1 a 3 que opten por ToU, las mismas no incluirán cargo por potencia contratada ni cargo fijo comercial.

Para los usuarios 4 a 6, si bien la adhesión a un régimen tarifario ToU es opcional, en el caso que el usuario adhiera al mismo, las tarifas incluirán, además del cargo por energía, que variará conforme el período de consumo, un cargo por potencia —medida o contratada, y un cargo fijo comercial. En el caso que el usuario sea autogenerador, con capacidad de generación menor a 100kW, el cargo por potencia deberá incorporar la demanda en función del uso que haga de la red.

En todos los casos de los usuarios que opten por tarifas ToU habrá una regla de retracto, por la cual si al final del primer año de aplicación los usuarios pagaron más que lo que hubiera pago por la tarifa convencional, se les retorna la diferencia y se les permite regresar a la tarifa convencional sin costo alguno

5.2.2. *Estrategias para el sector no residencial (comercial e industrial)*

Es buena práctica regulatoria no diferenciar las tarifas por el uso final que se le da a la energía eléctrica, sino por los costos que los usuarios ocasionan al sistema. En ese contexto, no cabría diferenciar entre consumidores comerciales o industriales, sino simplemente tener en cuenta el perfil de su demanda de energía y potencia. Sin perjuicio de eso, y dado que los usuarios industriales no pagan la contribución de 20%, hay información disponible para separar ambos grupos de consumidores, caso se considere conveniente.

Estrategia 1.1.NR – ToU compulsivas sin cargo por potencia, con cargo fijo comercial

La Estrategia 1.1.NR introduce tarifas ToU compulsivas a todo usuario no residencial al que se instale un medidor inteligente, pero sin incluir un pago por potencia contratada o medida, tan solo reintroduce el cargo fijo comercial, que hoy es nulo.

Para el cargo comercial se propone una aplicación gradual, comenzando con un factor $\beta = 0.25$ para el primer año, y aumentando a razón de 0.25 por año.

Estrategia 1.2.NR – ToU compulsivas con cargo por potencia, con cargo fijo comercial

La Estrategia 1.2.NR introduce tarifas ToU compulsivas a todo usuario no residencial al que se instale un medidor inteligente, incluyendo un pago por potencia contratada o medida en el horario de punta a partir del segundo año, además del cargo fijo comercial, que hoy es nulo.

Para el cargo comercial se propone una aplicación gradual, comenzando con un factor $\beta = 0.25$ para el primer año, y aumentando a razón de 0.25 por año.

5.3. Niveles de Tensión 2 y 3

Para los usuarios conectados a NT 2 y 3, que, por su demanda, son usuarios con mayores conocimientos técnicos de energía eléctrica, recomendamos introducir, en forma compulsiva, tarifas ToU, incluyendo:

- Cargo por energía por bloque horario
- Cargo por potencia medida en el horario de punta y llano (demanda intermedia), con base en la fórmula dispuesta en la Resolución CREG N° 015 de 2018
- Cargo por energía reactiva
- Cargo fijo comercial

Para el cargo comercial se propone una aplicación gradual, comenzando con un factor $\beta = 0.25$ para el primer año, y aumentando a razón de 0.25 por año.

Para el cargo por energía reactiva, debido a su complejidad, recomendamos que la Comisión realice un estudio específico para su determinación.

Tabla 34 – NT1: consumo mensual promedio por tipo de usuario

2019 Clase de usuario	Consumo mensual por cliente (kWh/mes)			
	Codensa	E.P.M	Meta	Cali
NT 2 Industrial	65,555	462,917	106,765	212,804
NT 2 Comercial	-	-	-	-
NT 3 Subtotal	62,230	423,092	101,380	250,054

5.4. Aplicación de los criterios de escogencia

5.4.1. *Estrategias para el sector Residencial*

A continuación, se aplican los criterios de escogencia presentados en la Tabla 32 a las Estrategias recomendadas para el sector Residencial.

Tabla 35 – Aplicación de los Criterios de Escogencia para el sector Residencial

Criterio	Estrategias		
	1.1.R	1.2.R	1.3.R
Eficiencia Económica/Incentivo a la respuesta de la demanda	3	2	3
Complejidad de implementación regulatoria	3	3	2
Complejidad de comprensión por los usuarios	1	3	3
Aceptación social	1	2	3
Total	8	10	11

Las tres estrategias analizadas para el sector residencial reciben puntuaciones similares; no obstante, la opción 1.3.R presenta, de acuerdo a los criterios usados, una pequeña diferencia a su favor; un aspecto que marca la diferencia en esa estrategia es el grado de aceptación social, que es opcional para todos los usuarios.

5.4.2. *Estrategias para el sector No Residencial (comercial e industrial)*

A continuación, se aplican los criterios de escogencia presentados en la Tabla 32 a las Estrategias recomendadas para el sector No Residencial de NT1.

Tabla 36 – Aplicación de los Criterios de Escogencia para el sector No Residencial en NT1

Criterio	Estrategias	
	1.1.NR	1.2.NR
Eficiencia Económica/Incentivo a la respuesta de la demanda	2	3
Complejidad de implementación regulatoria	3	2
Complejidad de comprensión por los usuarios	3	2
Aceptación social	2	1
Total	10	8

Las dos estrategias analizadas para el sector no residencial reciben puntuaciones similares; no obstante, la opción 1.1.NR presenta, de acuerdo a los criterios usados, una pequeña diferencia a su favor; un aspecto que marca la diferencia en esa estrategia es el grado de aceptación social, pues al no incluir el pago por potencia, recibe mayor aceptación que la otra opción.

5.5. Bloques y cargos horarios

5.5.1. *Definición de bloques horarios de consumo*

Como criterio para determinar los bloques horarios de consumo, recomendamos utilizar lo dispuesto en el Capítulo 9 de la Resolución CREG N° 015 de 2018, es decir, se utiliza el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. No obstante, y en función del análisis de las curvas de carga y del precio en bolsa, recomendamos pequeños ajustes en los porcentajes para establecer esos períodos:

- d) **Punta:** horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al **90%** de la potencia máxima
- e) **Llano:** horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al **75%** y menor o igual al **90%** de la potencia máxima
- f) **Valle:** horas en las cuales el porcentaje de carga es menor al **75%** de la potencia máxima

5.5.2. *Cálculo de cargos horarios*

Para el cálculo de los cargos horarios recomendamos mantener la ecuación que figura en el Capítulo 9 de la Resolución CREG N° 015 de 2018 (CREG, 2018a), con algunos ajustes:

- Análisis de la razonabilidad del factor de cargos horarios (fch) sea igual a 2.
- Análisis del cargo monomio por NT en los casos en que aplica cargo por potencia contratada

o medida.

5.6. Otros temas de implementación

5.6.1. Sustentabilidad del esquema de subsidios y contribuciones

Para mantener el equilibrio del Esquema de Subsidios y Contribuciones ante la implementación de tarifas ToU, recomendamos que el monto de contribuciones sea calculado a partir de las tarifas monomías y no sobre lo que se paga en cada bloque horario de consumo. Es decir, si un usuario consume 300kWh/mes y se pasa a ToU, el monto a pagar por concepto de contribuciones será 20% por el monto equivalente de 300kWh/mes a la tarifa monomia.

5.6.2. Otras disposiciones

Para una implementación exitosa de estrategias opcionales, y coadyuvar así al cumplimiento de los objetivos de política, recomendamos seguir pasos similares a los de UTE, la empresa eléctrica de Uruguay. UTE realiza todos los años la campaña de tarifa inteligente, que incluye un simulador que, con el consumo corriente, muestra el impacto que tendría pasarse a esa tarifa. A su vez, se le envían cartas a los clientes que tendrían un potencial beneficio por cambiarse y cuando se adhieren a este plan se les regalan lámparas LED y un *timer* para el termotanque. Además, lo que es quizá más importante, está la posibilidad que si al cliente no le resultó conveniente el cambio de modalidad tarifaria -hay un año para probar- se le factura con la tarifa anterior y se le devuelve la diferencia que corresponda.

5.7. Resumen de las estrategias

El objetivo de esta sección consistió en desarrollar una propuesta de posibles estrategias para estructurar y aplicar señales horarias. El análisis se realizó por nivel de tensión y, para el caso de NT 1, por tipo de consumidor.

Para el **sector Residencial** se analizaron tres estrategias. Para facilitar la elección entre ellas se ponderaron una serie de principios rectores en materia tarifaria. La estrategia que recibió mayor puntuación, de acuerdo a los criterios usados, consiste en:

1. Tarifas por tiempo de uso con **carácter opcional** para todos los estratos;
2. Para los estratos 4 a 6, además del cargo de energía por tramo horario, incluye un cargo por potencia, y un cargo fijo comercial. El cargo por potencia se aplica a partir del segundo año, y el usuario deberá contar con el debido asesoramiento del Comercializador. El cargo fijo comercial se aplicará en forma gradual
3. Para los usuarios 1 a 3 que opten por ToU, las mismas no incluirán cargo por potencia contratada ni cargo fijo comercial.
4. En todos los casos habrá una regla de retracto, que devolverá a los usuarios la diferencia entre lo que deberían haber pago por la tarifa convencional, en el caso que con ésa el total hubiese sido inferior.

Para el sector **No Residencial**, en NT 1, se analizaron dos estrategias. La estrategia que recibió mayor puntuación, de acuerdo a los criterios usados, consiste en:

1. Introducción de tarifas ToU compulsivas a todo usuario no residencial al que se instale un medidor inteligente;
2. Además del cargo horario de energía, se introduce un cargo por potencia contratada o medida en el horario de punta, además del cargo fijo comercial, que hoy es nulo.

Para los **usuarios en los NT 2 y 3**, por tratarse de grandes demandas, recomendamos introducir, en forma compulsiva, tarifas ToU, incluyendo:

- Cargo por energía por bloque horario
- Cargo por potencia medida en el horario de punta y llano (demanda intermedia), con base en la fórmula dispuesta en la Resolución CREG N° 015 de 2018. El pago por potencia será a partir del segundo año de aplicación
- Cargo por energía reactiva
- Cargo fijo comercial

6. ANÁLISIS DE IMPACTO TARIFARIO

6.1. Metodología de análisis

El abordaje metodológico para analizar el impacto tarifario de introducir tarifas ToU consiste en la comparación de dos escenarios:

1. Escenario base: aplicación de la tarifa monomia sobre las demandas actuales de energía eléctrica a todo el universo de usuarios considerados.
2. Escenario ToU: aplicación de tarifas horarias sobre un determinado porcentaje de suscriptores.

El impacto de la aplicación de esquemas ToU se evalúa en las siguientes variables:

- Ahorro para el usuario
- Reducción de la demanda en horario punta
- Suficiencia financiera de las empresas
- Contribución al Fondo de Solidaridad (FSSRI).

Los pasos a seguir en el análisis son los siguientes:

1. Construcción de las curvas de carga con base en la información suministrada por las empresas según la Circular CREG 097 de 2020.
2. Cálculo de los cargos horarios
3. Análisis de impacto

6.2. Análisis de las curvas de carga

6.2.1. Conformación de la Base de Datos

Mediante la Circular No 097 de 2020, la Comisión solicitó a los Operadores de Red del SIN información sobre curvas de carga en líneas de nivel de tensión 2 y 3.

La información recibida está organizada por circuitos y consta de dos bases:

- Planilla F1 – general: Base con información comercial con usuarios y energía demandada por tipo de usuarios y por circuito
- Planilla F2 – general: Base con curvas de carga, con demanda por circuito por tipo de día (hábiles, sábados, domingos y feriados)
- Información de nivel de tensión nominal
- Máximo nivel de tensión a la entrada del circuito, esta información fue provista posteriormente por la Comisión.

Del análisis de la información recibida se verificó una serie de problemas que obligó a priorizar la selección de una muestra representativa del sector a través de las siguientes empresas:

- Codensa
- EPM
- EMSA
- Celsia
- Afinia

Cabe destacar que la muestra seleccionada representa el 60% del total de energía consumida y del número de suscriptores a nivel nacional.

6.2.2. *Metodología de análisis para determinar las curvas de carga y períodos horarios*

Para determinar las curvas de carga del nivel de tensión 1, se siguieron los siguientes pasos:

1. Se seleccionaron aquellos circuitos con demanda exclusivamente en NT1, y con base en esa información se construyó una curva “pura” del NT1;
2. Se seleccionaron aquellos circuitos que además de tener demanda en el NT1, también presentan demanda en otros niveles. Se extrajo la demanda del NT1 y se la asignó por hora conforme la forma de la curva pura.
3. La curva del NT1 surge de la suma de la curva “pura” y de la curva “asignada”.

Para el NT2 se procedió de forma análoga al NT1.

Para determinar los bloques horarios de consumo, se utiliza lo dispuesto en el Capítulo 9 de la Resolución CREG N° 015 de 2018, es decir, se utiliza el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. No obstante, y en función del análisis de las curvas de carga y del precio en bolsa, en algunos casos recomendamos pequeños ajustes en los porcentajes para establecer esos períodos, que reflejan las características específicas de la demanda eléctrica de cada OR. Por ejemplo, en el caso de Celsia resultó más apropiado definir como umbral inferior el 60% de la carga máxima de la curva de carga en lugar del 75% consignado en la Resolución CREG 036 de 2019. La Tabla 37 presenta los umbrales usados en cada NT para las cinco empresas seleccionadas.

Tabla 37 – Umbrales usados para determinar los bloques horarios

NT	Umbral	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
1	Inferior	75%	65%	69%	60%	75%
	Superior	90%	90%	90%	90%	95%
2	Inferior	70%	70%	70%	65%	70%
	Superior	95%	90%	90%	90%	92%
3	Inferior	75%	70%	75%	70%	67%
	Superior	95%	90%	90%	91%	92%

Las tablas siguientes presentan los bloques horarios definidos con base en los umbrales anteriores, para cada una de las empresas consideradas.

Tabla 38 – Bloques horarios recomendados para el NT 1

Hora de inicio	CODENSA	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
0	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)
1	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
2	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
3	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
4	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
5	(2)	(1)	(1)	(1)	(2)
6	(2)	(1)	(1)	(1)	(2)
7	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)
8	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)
9	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
10	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
11	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
12	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
13	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
14	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
15	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
16	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
17	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)
18	(3)	(2)	(3)	(3)	(2)
19	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
20	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
21	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)
22	(1)	(3)	(2)	(2)	(3)
23	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)
(1)	Valle				
(2)	Llano				
(3)	Punta				

Tabla 39 – Bloques horarios recomendados para el NT 2

Hora de inicio	CODENSA	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
0	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
1	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
2	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
3	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
4	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
5	(2)	(1)	(1)	(1)	(2)
6	(2)	(2)	(1)	(1)	(2)
7	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)
8	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
9	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
10	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
11	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
12	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
13	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
14	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
15	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
16	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
17	(2)	(3)	(2)	(2)	(2)
18	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
19	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
20	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)
21	(2)	(3)	(3)	(2)	(3)
22	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)
23	(2)	(2)	(2)	(1)	(3)
(1)	Valle				
(2)	Llano				
(3)	Punta				

Tabla 40 – Bloques horarios recomendados para el NT 3

Hora de inicio	CODENSA	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
0	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
1	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
2	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
3	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
4	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)
5	(2)	(1)	(1)	(1)	(2)
6	(2)	(2)	(1)	(1)	(2)
7	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)
8	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
9	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
10	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
11	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
12	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
13	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
14	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
15	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
16	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
17	(2)	(3)	(2)	(2)	(2)
18	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
19	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
20	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)
21	(2)	(3)	(3)	(2)	(3)
22	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)
23	(2)	(2)	(2)	(1)	(3)
(1)	Valle				
(2)	Llano				
(3)	Punta				

6.2.3. *Curvas de carga de Codensa*

La curva de carga para el NT1 de Codensa sigue la forma habitual del sector residencial (Figura 13), mientras que para el NT 2 (Figura 14) y para el NT 3 (Figura 15) se distingue el peso de los sectores comercial e industrial, respectivamente.

Figura 13 – Codensa: curva de carga NT1

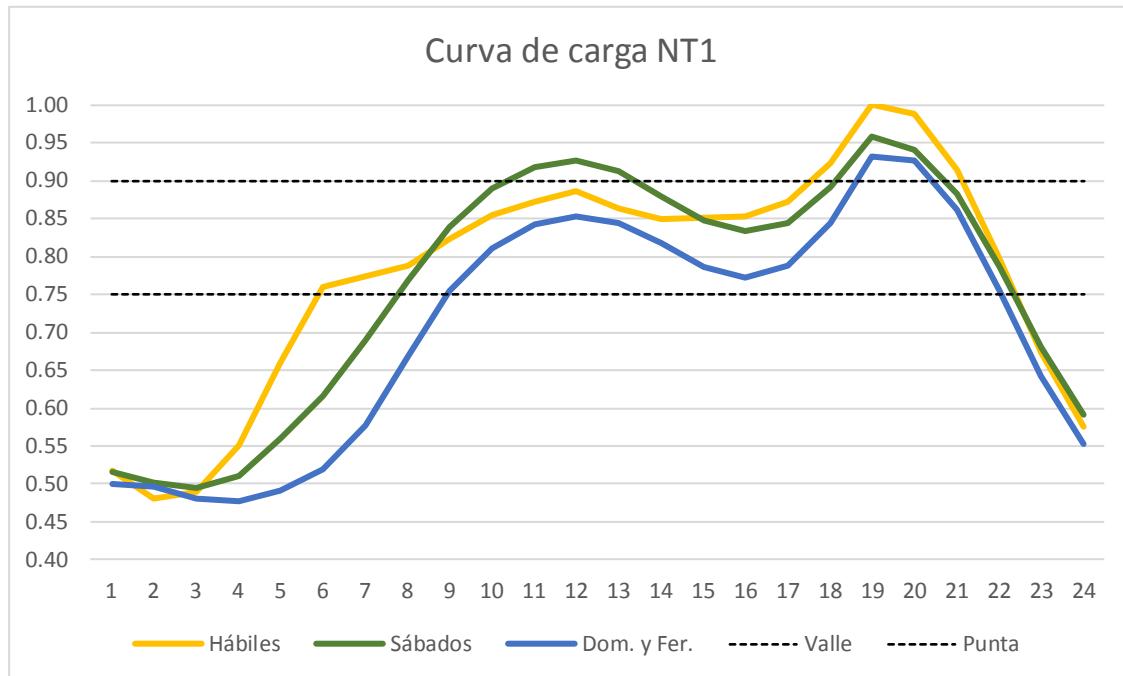


Figura 14 – Codensa: curva de carga NT2

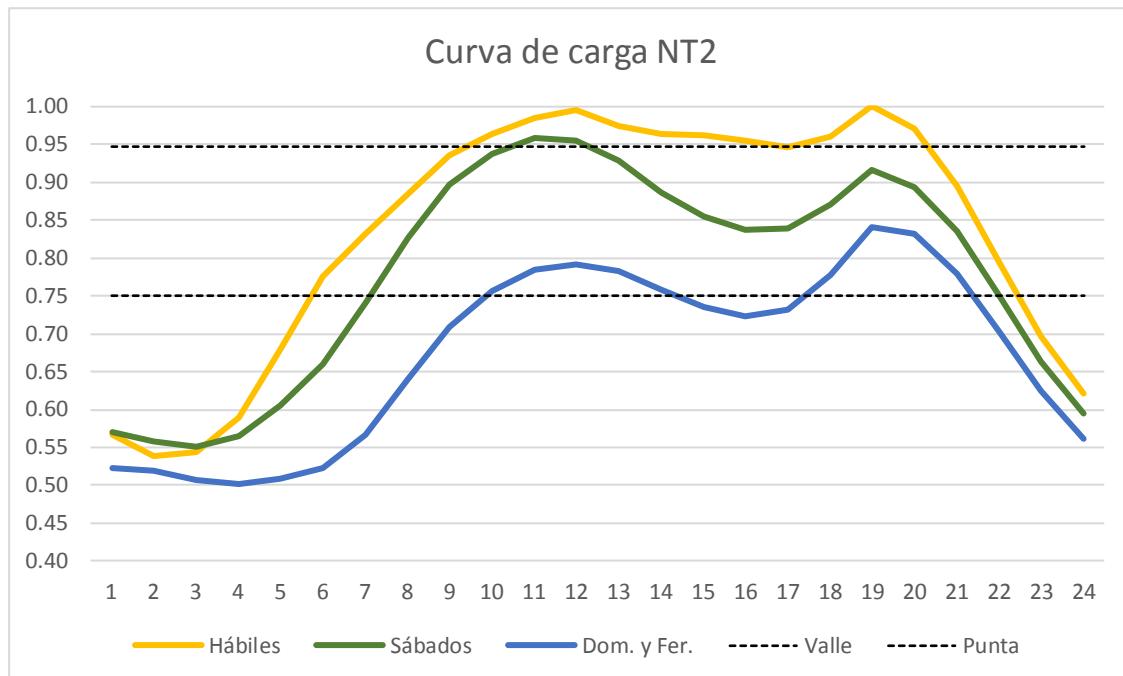
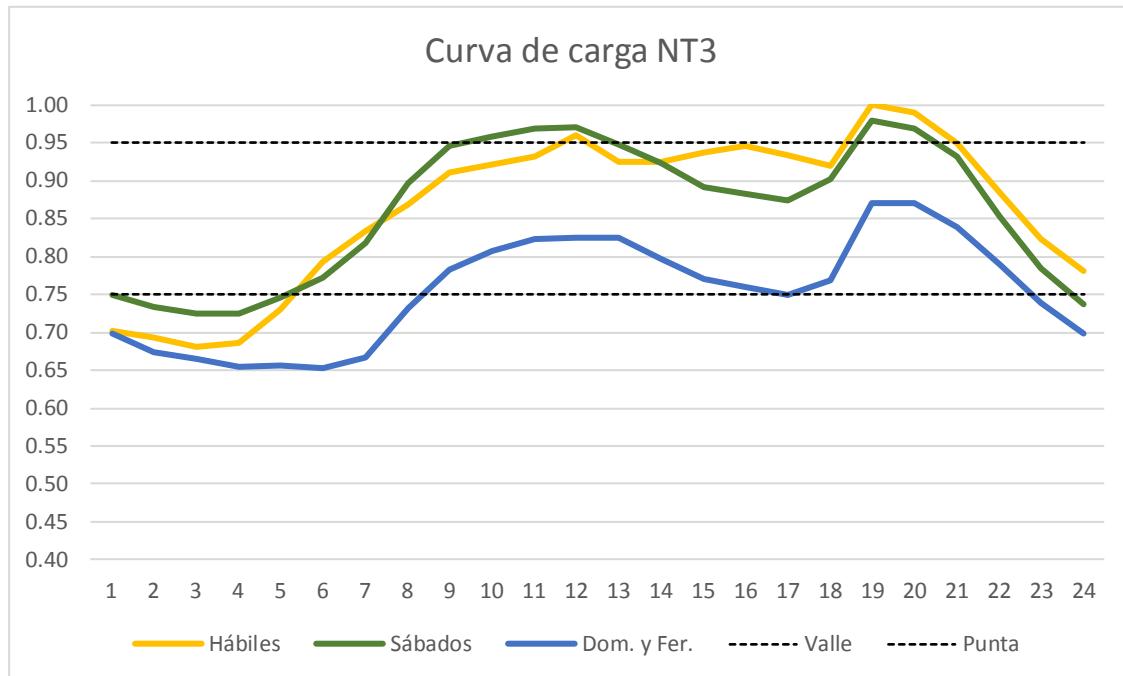


Figura 15 – Codensa: curva de carga NT3



6.2.4. Curvas de carga de EPM

La curva de carga de EPM en el NT1 (Figura 16) es similar a Codensa, lo mismo que sucede con el NT2 (Figura 17); sin embargo, para el NT3 (Figura 18) la curva de carga estimada tiene un perfil más parecido al NT1 que al NT2.

Figura 16 – EPM: curva de carga NT1

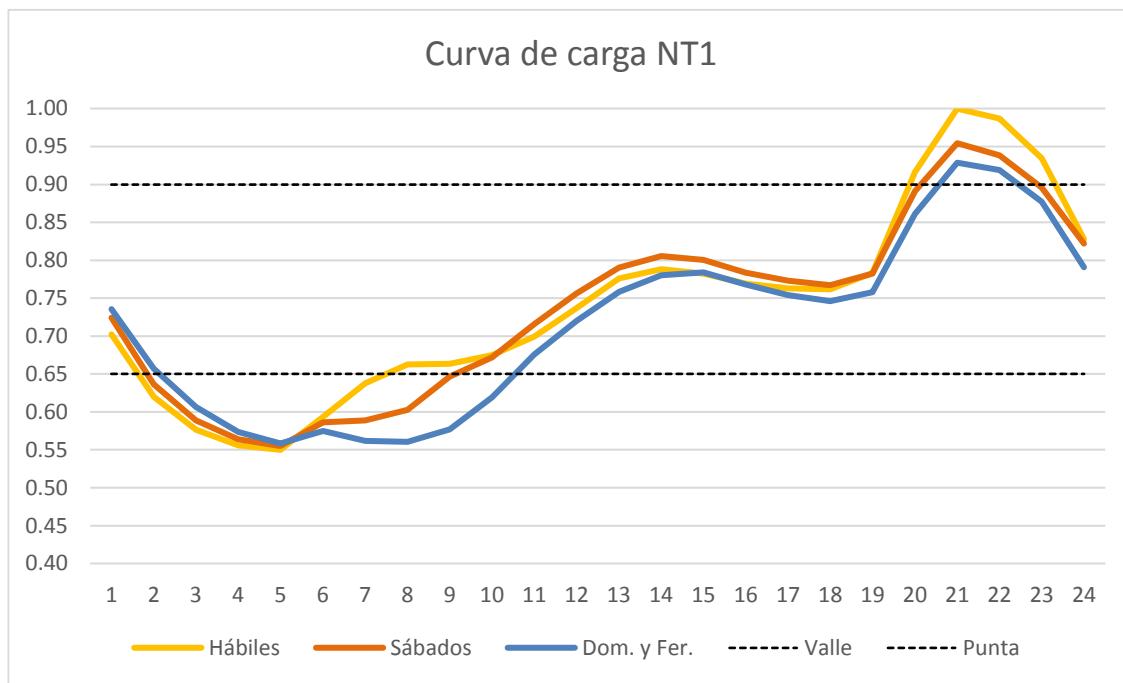


Figura 17 – EPM: curva de carga NT2

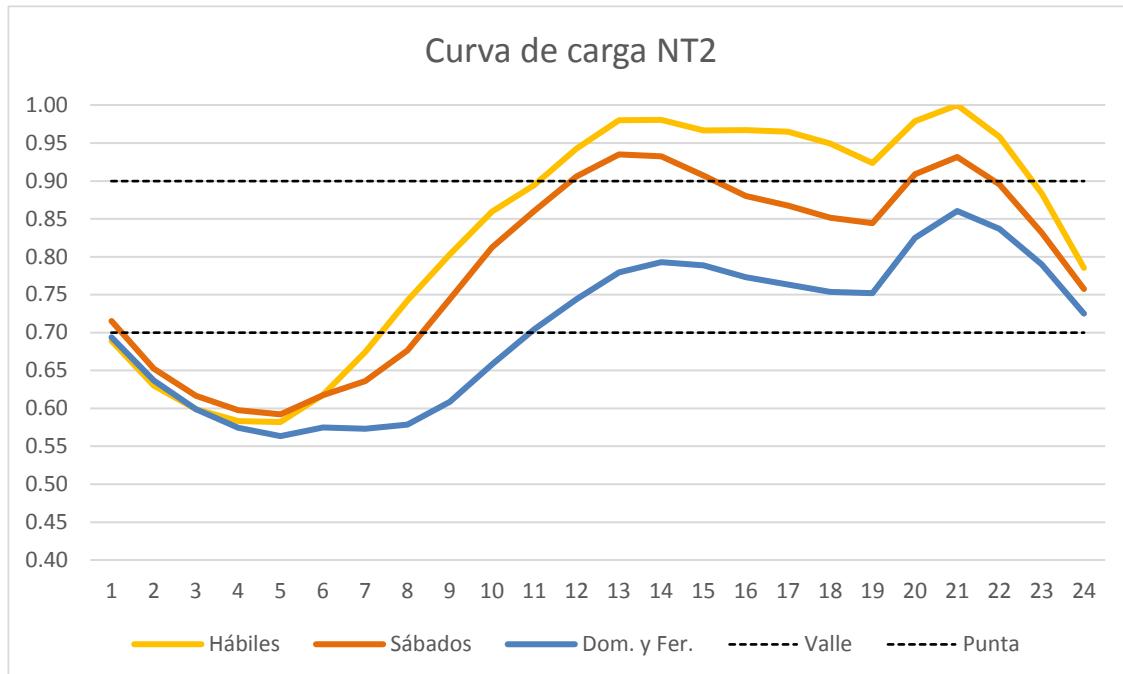
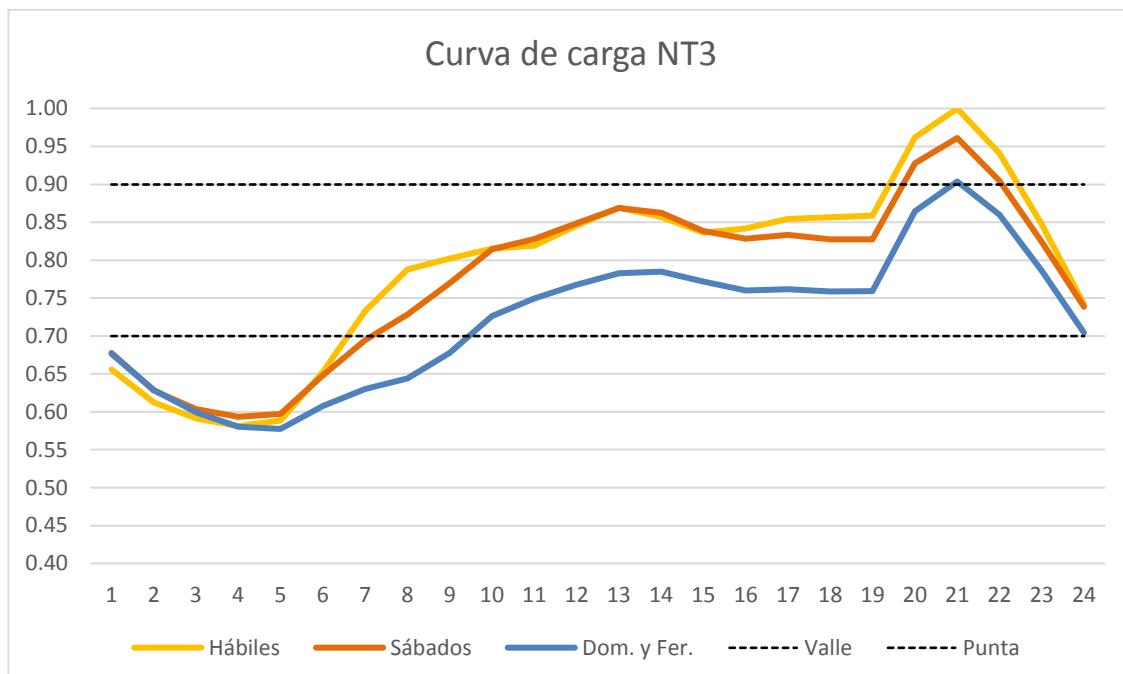


Figura 18 – EPM: curva de carga NT3



6.2.5. Curvas de carga de Celsia

Las curvas de carga estimadas de Celsia para los NT2 y NT3 acompañan a su curva de carga del NT1.

Figura 19 – Celsia: curva de carga NT1

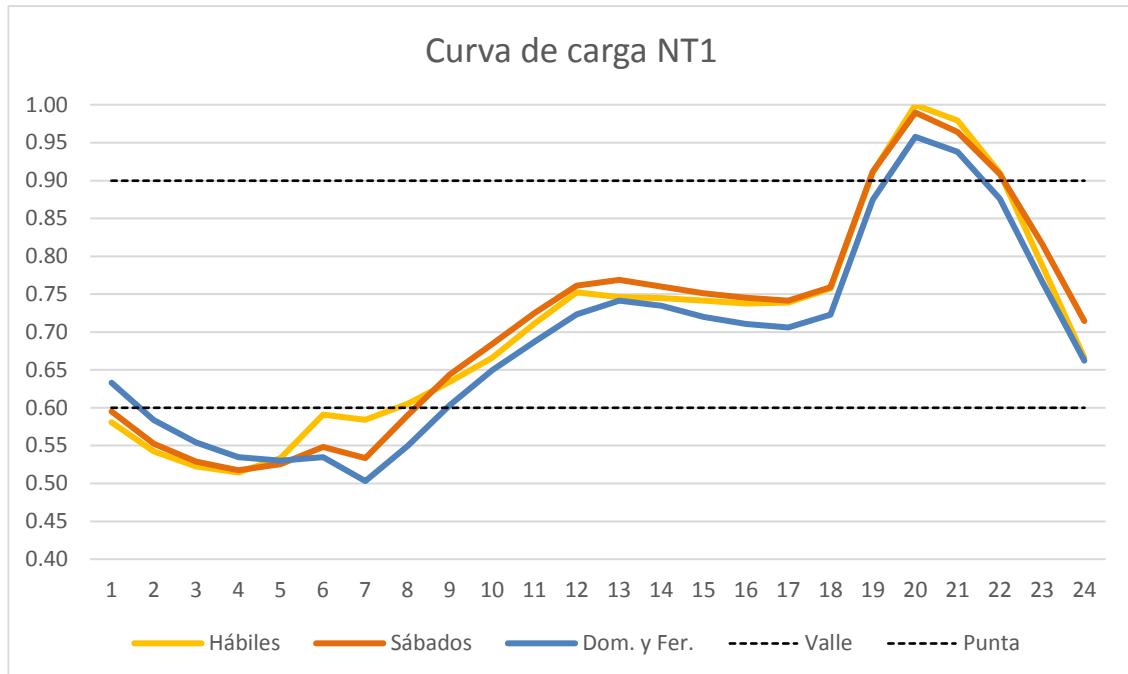


Figura 20 – Celsia: curva de carga NT2

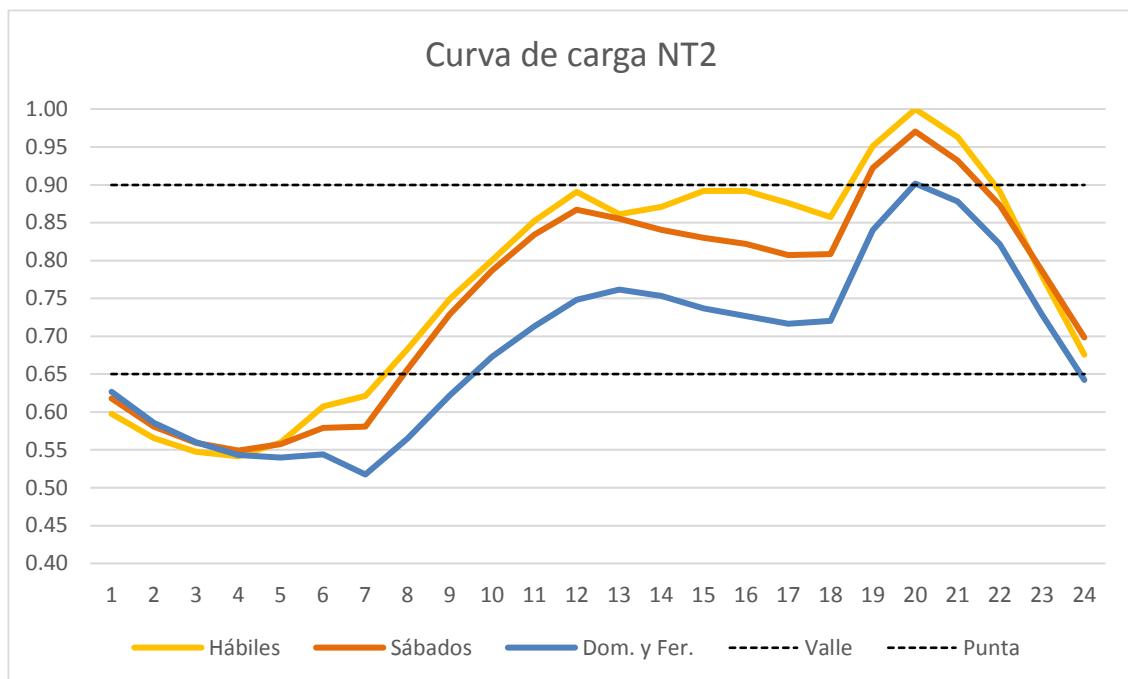
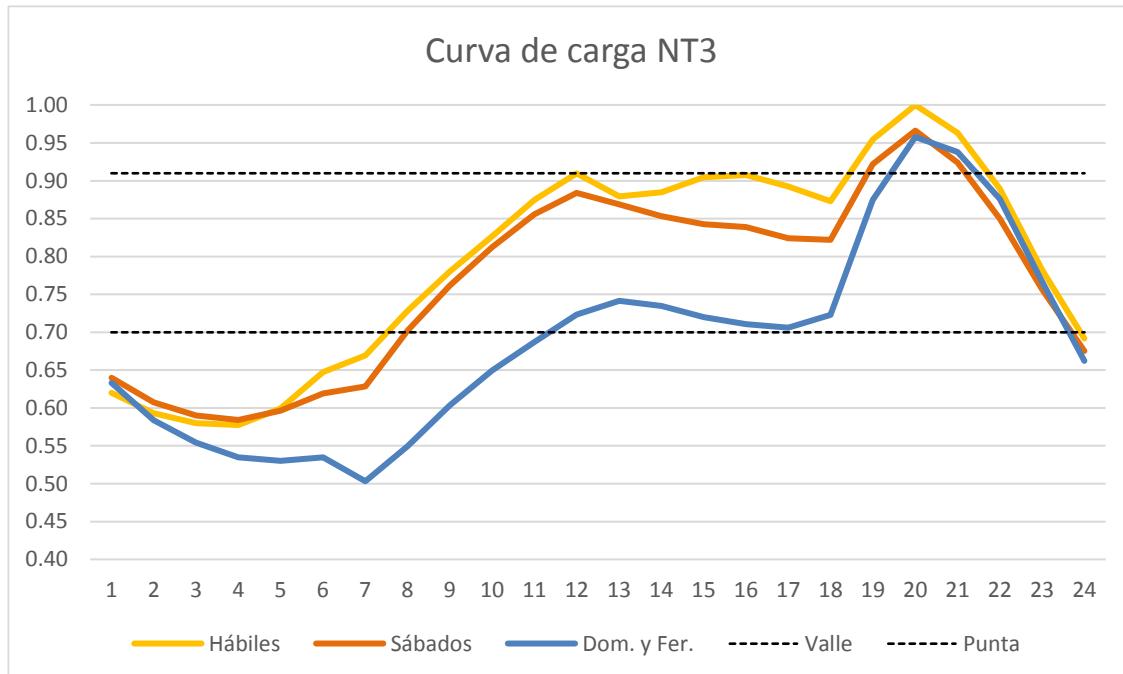


Figura 21 – Celsia: curva de carga NT3



6.2.6. *Curvas de carga de EMSA*

Las curvas de carga de EMSA son muy similares a las de Celsia, lo que muestra un bajo peso del sector industrial en los NT 2 y 3.

Figura 22 – EMSA: curva de carga NT1

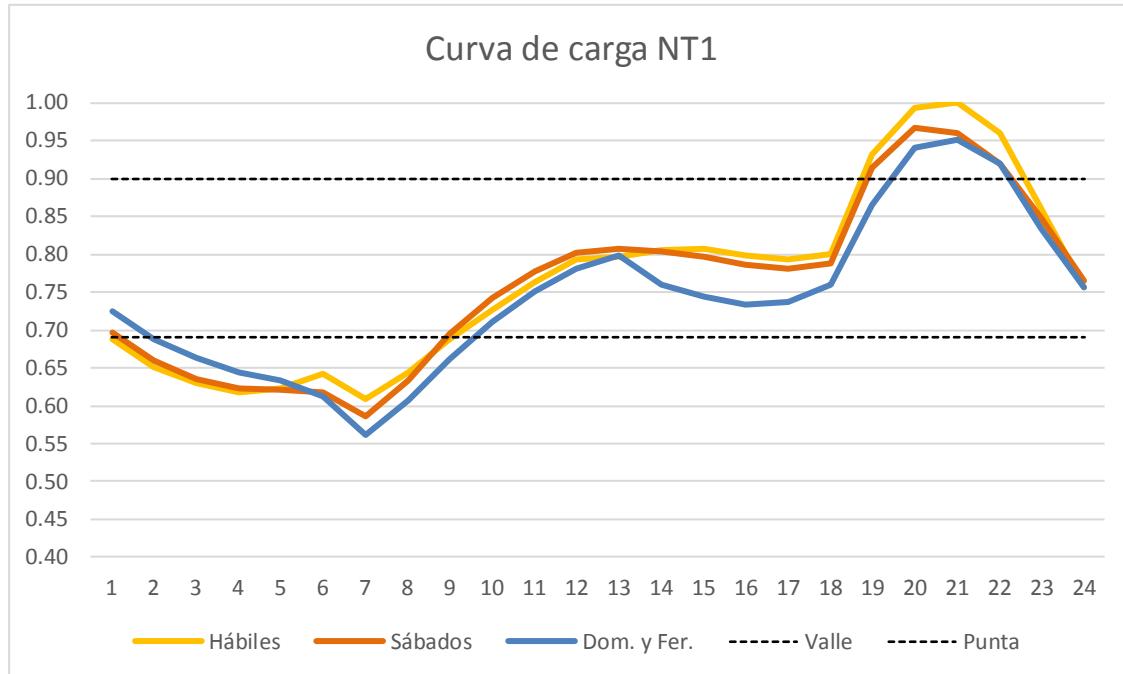


Figura 23 – EMSA: curva de carga NT2

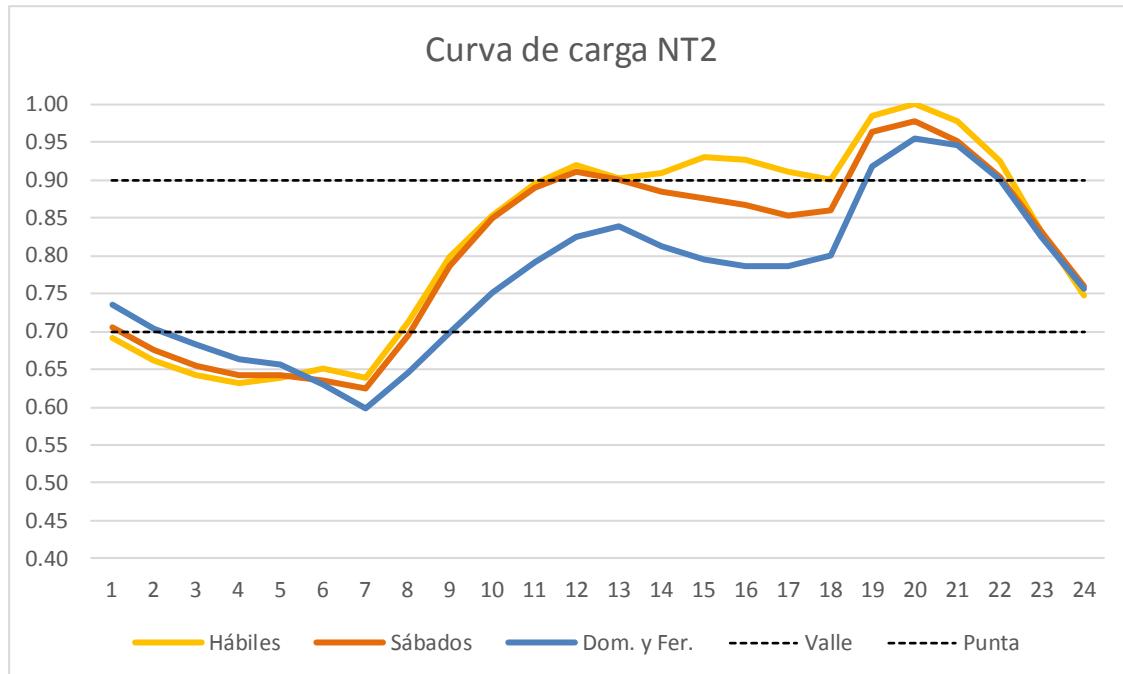
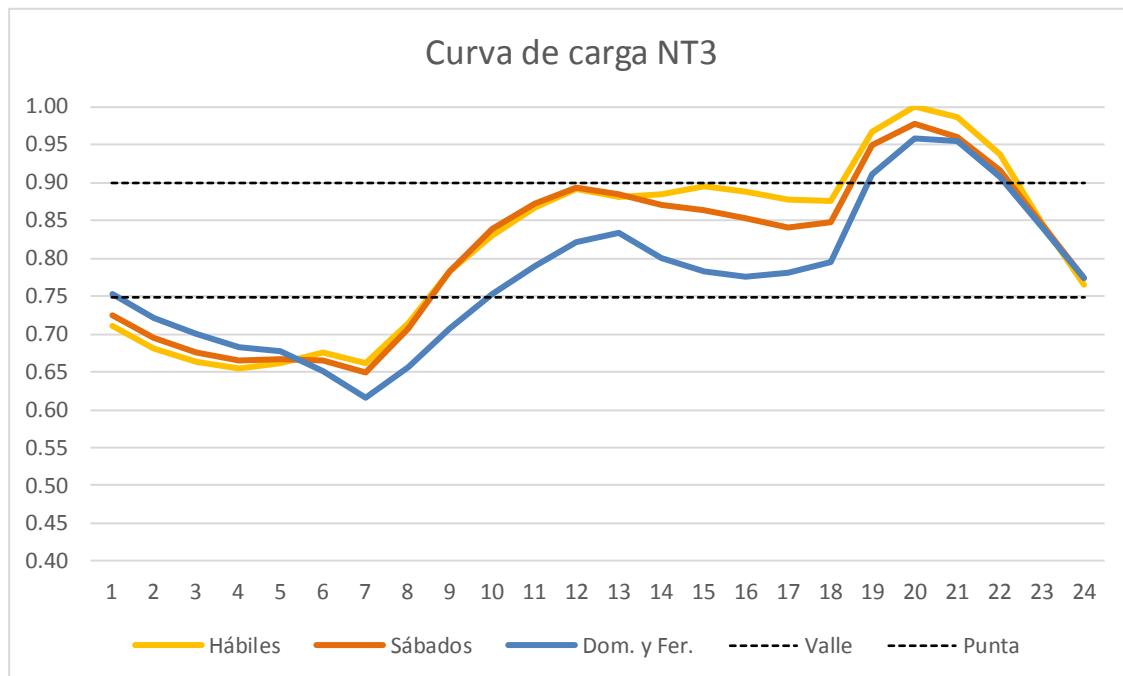


Figura 24 – EMSA: curva de carga NT3



6.2.7. *Curvas de carga de Afinia*

Las curvas de carga de Afinia tiene un perfil muy diferente de las restantes empresas analizadas. A juzgar por la forma de las curvas, es probable que el intento uso de acondicionadores de aire durante las horas de descanso hace que, en vez de tres bloques horarios, sea más recomendable usar dos bloques horarios: punta y fuera de punta.

Figura 25 – Afinia: curva de carga NT1

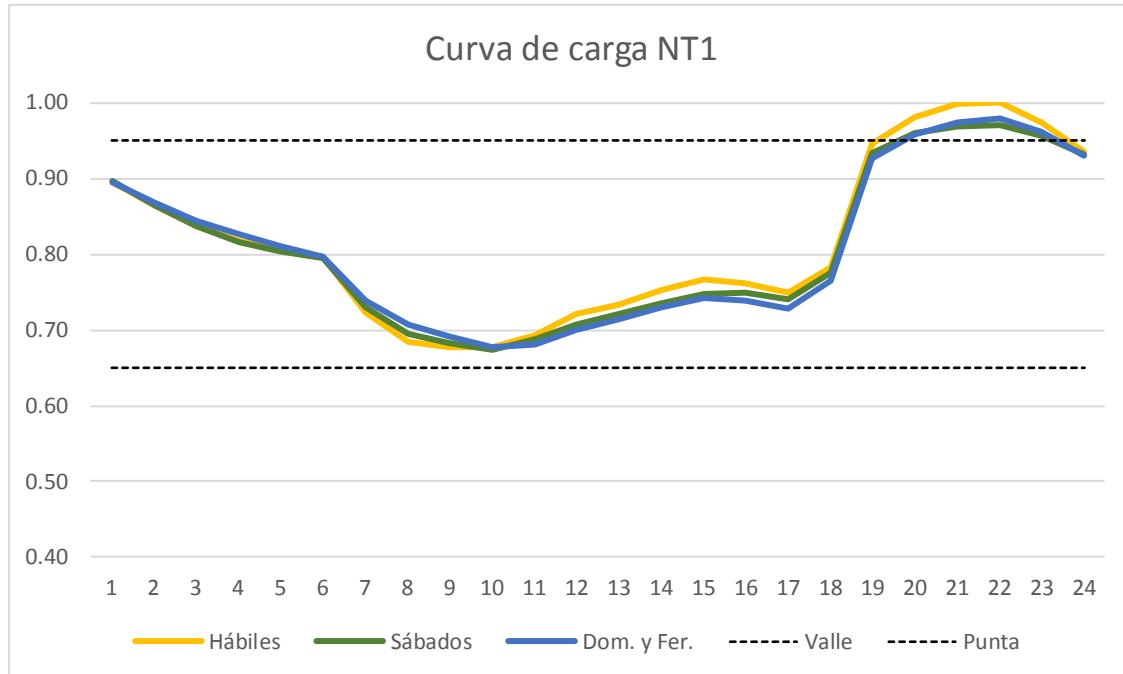


Figura 26 – Afinia: curva de carga NT2

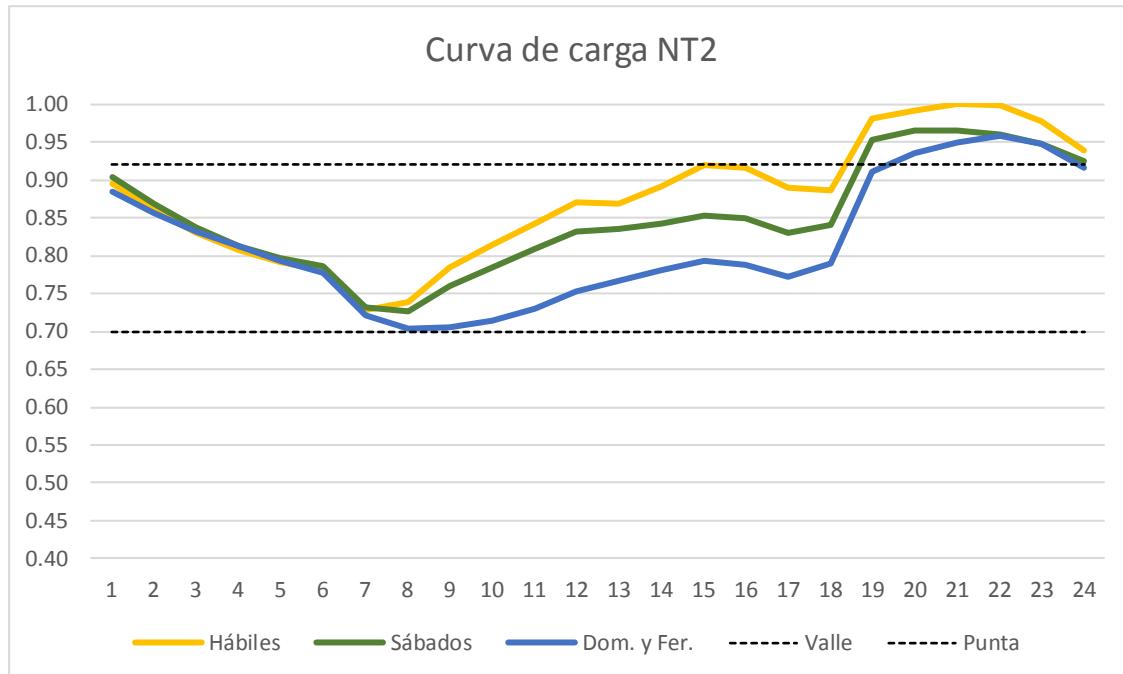
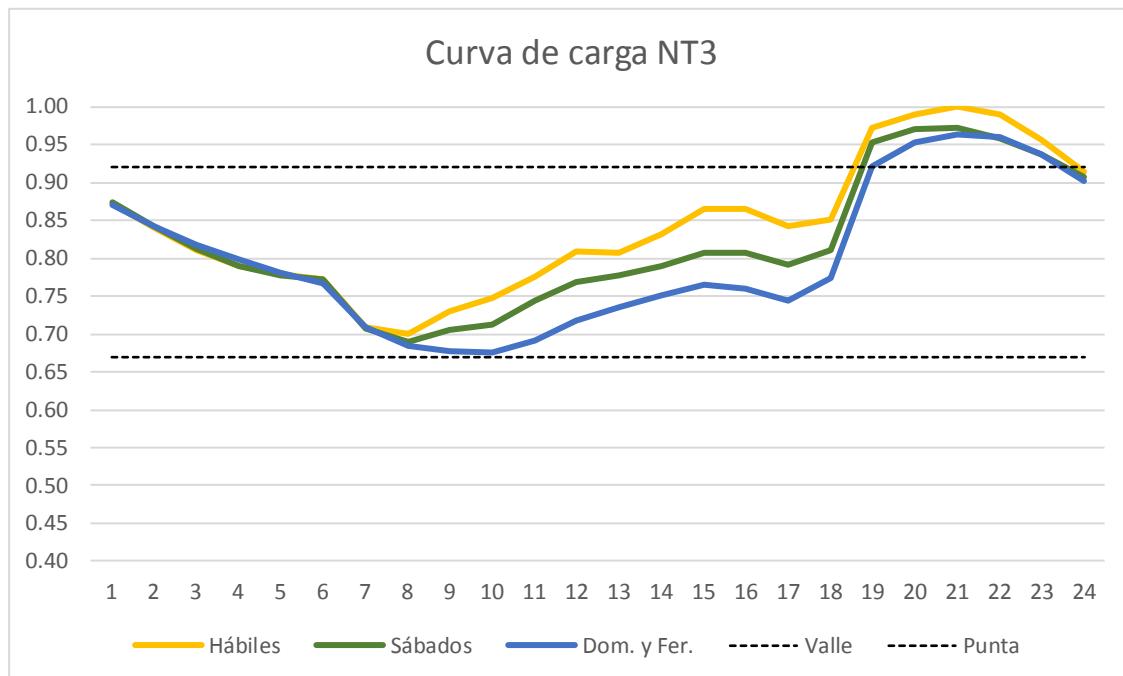


Figura 27 – Afinia: curva de carga NT3



6.3. Cálculo de los cargos horarios

6.3.1. Metodología para calcular los cargos horarios

Para el cálculo de los cargos horarios recomendamos mantener la ecuación que figura en el Capítulo 9 de la Resolución CREG N° 015 de 2018 (CREG, 2018a), con algunos ajustes⁶:

- La fórmula se aplica sobre el CU (monomio), por lo que los cargos monomios horarios se ajustan de forma automática con los ajustes del CU.
- Corrección en la primera ecuación del sistema de ecuaciones para determinar los cargos horarios, según se desarrolla en la sección **Error! No se encuentra el origen de la referencia**.
- Análisis de la razonabilidad del factor de cargos horarios (fch) sea igual a 2.

⁶ La fórmula es una adaptación de la fórmula usada por Borenstein (Borenstein, 2012) para estimar cargos horarios. La fórmula considera que la tarifa monomia correspondiente a los consumidores que no optaron por la tarifa horaria debe ser equivalente a la suma de las tarifas horarias ponderadas por las proporciones del consumo total de todo el grupo de abonados por tarifa monomia que se produce dentro de cada uno de los tres períodos tarifarios.

Para determinar los cargos horarios se usaron las siguientes ecuaciones:

$$\sum_1^{24} P_i * \bar{Dt} = H_x * P_x * Dt_x + H_z * P_z * Dt_z + H_y * P_y * Dt_y \quad [18]$$

$$\frac{Dt_x}{Dt_z * fch} = \frac{P_x}{P_z} \quad [19]$$

$$\frac{Dt_x}{Dt_y * fch^2} = \frac{P_x}{P_y} \quad [20]$$

6.3.2. Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 1

Siguiendo la metodología definida en la sección anterior, la Tabla 41 presenta los cargos monomios horarios estimados en el NT 1 para las cinco empresas seleccionadas. La Tabla 42 muestra los cargos estimados para los períodos de llano y valle con relación al cargo estimado para el período de punta. Afinia es la empresa que presenta menor diferencia entre los cargos horarios estimados, mientras que EPM, Celsia y EMSA presentan relaciones similares; Codensa, por su parte, presenta un cargo en el valle similar a Celsia, pero su cargo estimado para el llano es más alto que las demás empresas.

Tabla 41 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 1 (\$/kWh, oct. 2020)

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	646.6	728.2	744.2	777.9	664.5
Llano	563.7	563.3	606.1	585.1	525.2
Valle	381.3	447.0	492.9	452.5	525.2
Monomio	536.1	567.4	600.0	593.6	553.2

Tabla 42 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 1 con relación al cargo monomio en el horario de punta

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Llano	0.87	0.77	0.81	0.75	0.79
Valle	0.59	0.61	0.66	0.58	0.79

6.3.3. Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 2

La Tabla 43 presenta los cargos monomios horarios estimados en el NT 2 para las cinco empresas seleccionadas. La Tabla 44 muestra los cargos estimados para los períodos de llano y valle con relación al cargo estimado para el período de punta. Afinia sólo cuenta con dos bloques horarios: punta y fuera de punta, mientras que Codensa, EPM, EMSA y Celsia presentan relaciones similares.

Tabla 43 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 2 (\$/kWh)

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	497.1	536.3	574.4	597.3	534.1
Llano	436.8	460.3	495.1	508.3	457.0
Valle	310.0	347.5	399.7	354.9	457.0
Monomio	430.2	464.1	506.3	483.8	477.5

Tabla 44 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 2 con relación al cargo monomio en el horario de punta

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Llano	0.88	0.86	0.86	0.85	0.86
Valle	0.62	0.65	0.70	0.59	0.86

6.3.4. *Cálculo de cargos monomios horarios para el NT 3*

La Tabla 45 presenta los cargos monomios horarios estimados en el NT 3 para las cinco empresas seleccionadas. La Tabla 46 muestra los cargos estimados para los períodos de llano y valle con relación al cargo estimado para el período de punta. Afinia son cuenta con dos bloques horarios: punta y fuera de punta, mientras que Codensa, EPM, EMSA y Celsia presentan relaciones similares.

Tabla 45 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 3 (\$/kWh)

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	456.0	448.0	513.9	522.7	525.4
Llano	410.9	397.4	452.9	460.3	431.5
Valle	320.1	297.6	358.2	334.4	431.5
Monomio	397.8	382.0	438.5	433.0	454.4

Tabla 46 – Cargos monomios horarios estimados para el NT 3 con relación al cargo monomio en el horario de punta

Bloque horario	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Llano	0.90	0.89	0.88	0.88	0.82
Valle	0.70	0.66	0.70	0.64	0.82

6.4. Análisis de Impacto tarifario

6.4.1. Abordaje metodológico

Para realizar este análisis, se generó una herramienta que permite el desarrollo de distintas estrategias de implementación de esquemas tarifarios tipo ToU, a la vez que posibilita la formulación de diferentes escenarios y sensibilidades.

El análisis de impacto tarifario se realiza mediante una metodología de estática comparativa que consiste en la determinación y comparación de los resultados de dos escenarios alternativos:

- **Escenario base:** aplicación de la tarifa monomia sobre las demandas actuales de energía eléctrica de todo el universo de usuarios considerados.
- **Escenario ToU:** aplicación de tarifas horarias sobre un determinado porcentaje de usuarios de los estratos 3 a 6.

De esta forma se puede evaluar el efecto que la aplicación de esquemas tarifarios del tipo de uso horario ToU genera sobre una serie de variables o dimensiones a analizar, estas dimensiones son:

- Ahorro para el usuario
- Reducción de la demanda en horario punta
- Suficiencia financiera de las empresas
- Contribución al Fondo de Solidaridad (FSSRI).

En la definición del escenario ToU es necesario determinar una nueva curva de demanda sobre la cual aplicar las nuevas tarifas horarias, para determinar esta nueva curva de demanda es de crucial cuantificar la reacción de la demanda ante variaciones en las tarifas, la cual es medida por los coeficientes de elasticidad precio “Directa” y “Cruzada” de la demanda, así como también es crítico identificar el ajuste en el cargo tarifario de cada bloque horario que resulta de la aplicación de un esquema ToU en contraposición con el esquema de tarifas monomias, actualmente vigente.

La aplicación de la metodología de comparación antes descrita se realiza a través de una serie de etapas:

1. Etapa 1: Determinación del costo diario, para un mes de 30 días, por usuario bajo esquema tarifario Monomio, y demanda horaria actual.
2. Etapa 2 - Determinación de la nueva curva de demanda horaria: consiste en la incorporación de los efectos de elasticidad precio directa y cruzada como así también de las variaciones de tarifas horarias verificadas como consecuencia de pasar de un esquema monomio a uno ToU.
3. Etapa 3: Determinación de la reducción de la demanda en el período de punta del sistema.
4. Etapa 4: Determinación del costo diario por usuario de cada estrato resultante de valorizar las demandas horarias “inicial” y “ajustada” por las tarifas monomias y ToU respectivamente. Esta etapa permite cuantificar el efecto del esquema ToU sobre la suficiencia financiera de las empresas.
5. Etapa 5: Ajuste de los cargos tarifarios en función del esquema FSSRI, y extrapolación de costos diarios por usuarios a costos/ingresos anuales por estrato. Se cuantifica la diferencia derivada del esquema tarifario ToU. Esta etapa permite identificar el efecto de la adopción de esquemas ToU sobre los aportes al Fondo de Solidaridad (FSSRI).

Adicionalmente se incorpora un análisis del impacto de la inclusión de vehículos eléctricos para cierto porcentaje de los usuarios de estratos E3 a E6. Se cuantifica dicho impacto sobre el FSSRI y sobre el presupuesto de los usuarios.

6.4.2. Determinación de curvas de carga “elastizadas”

La aplicación de tarifas ToU afecta a la demanda de energía en cada hora, y en este sentido se presentan dos efectos o reacciones dados por la elasticidad precio directa y por la elasticidad precio cruzadas, estas elasticidades son una medida de la respuesta o sensibilidad de la demanda de electricidad (de un determinado período o bloque) ante cambios en los precios de la electricidad en dicho bloque horario o bien en otros.

La capacidad de respuesta al precio se puede descomponer en dos elementos básicos: la capacidad de un consumidor para ajustar su uso cuando cambia el precio que paga; y el incentivo a trasladar el consumo de un período horario hacia otros períodos.

Los esquemas tarifarios con base en el tiempo de uso (TOU) convierten la electricidad en dos o más bienes diferenciados en el tiempo, lo que sirve para medir cómo las diferencias de precios inducen cambios en el uso del período respectivo.

a) Elasticidad Precio Directa

La elasticidad precio directa es definida como el porcentaje de cambio en la demanda de electricidad de un determinado período horario ante cambios en las tarifas de dicho período.

$$E^{dp} = \left[\frac{dQ}{dP} \times \frac{P^R}{Q^R} \right] = \frac{\frac{dQ}{dP}}{\frac{P^R}{Q^R}}$$

E^{dp} es la elasticidad directa de la demanda; dQ es la variación en la cantidad demandada asociada con cambios en los precios (dP) del bloque horario analizado (R) medidos con relación a los precios iniciales (P^R) y las cantidades iniciales (Q^R).

Considerando que la energía eléctrica es un bien normal, es decir que los consumidores se benefician con el consumo de dicho bien, resulta que por ley de la demanda la elasticidad precio de un bien tiene signo negativo, por lo que reducciones (aumentos) en los precios de los bienes generan incrementos (reducciones) en la demanda.

La interpretación de un valor de elasticidad de cero es obvia; el consumo de electricidad por parte del consumidor es insensible a los cambios de precio. Valores de elasticidad relativamente bajos, digamos alrededor de -0,10, indican un grado relativamente bajo de sensibilidad al precio. Eso es plausible para muchos consumidores a corto plazo porque hay pocos sustitutos inmediatos de la electricidad para alimentar dispositivos domésticos y comerciales. Pero, si el precio cambia drásticamente o de manera persistentemente, o ambos, el resultado puede ser una transformación de la demanda de electricidad que resulte en la reducción de los gastos de electricidad y el aumento de otros gastos.

b) Elasticidad Cruzada o de Sustitución

Si la electricidad está sujeta a cambios de precios por hora o en bloque (ToU), los consumidores pueden tratar el uso de electricidad en diferentes períodos de tiempo como bienes sustitutos. El grado en que el diferencial de precios induce el cambio de uso se mide mediante la elasticidad de sustitución.

La especificación matemática de la elasticidad cruzada es la que se presenta a continuación:

$$E^{s\,P-O} = - \left[\frac{dQ^P}{dP^O} \times \frac{P^O}{Q^P} \right]$$

$E^{s\,P-O}$ es la elasticidad de sustitución del período Punta (P) ante variaciones en el precio del período fuera de punta (O). dQ^P es el cambio en la cantidad consumida en el período punta asociada a cambios en los precios “fuera de punta” medido en relación a los niveles iniciales de precio (P^O) y cantidad (Q^P).

Ambos coeficientes de elasticidades directas y cruzadas juegan un papel importante en la determinación de la reacción de la demanda de energía eléctrica en esquemas tarifarios del tipo ToU.

Considerando que los precios pueden ser distintos para diversos períodos (horas), entonces la demanda reaccionará de la siguiente forma:

- Algunas cargas no pueden ser trasladadas de un período a otro (e.g. iluminación), por lo cual la decisión del usuario será tan solo de consumir o no consumir. En estos casos la sensibilidad es de un solo período “elasticidad propia” y siempre posee un valor negativo.
- Otras cargas pueden ser trasladadas entre períodos (e.g. procesos productivos), por lo que además de la elasticidad propia, poseen una sensibilidad multi-período dependiendo de los precios a otras horas del día. Esta sensibilidad es la “elasticidad cruzada” y su valor siempre es positiva (al tratarse de consumos sustitutos).

c) Cuantificación de la Elasticidad Propia

Siguiendo a (Aalami et al., 2011), la variación propia de la demanda de un usuario ante un cambio en los precios de la energía o la inclusión de un incentivo económico, se define bajo la siguiente fórmula:

$$d(i) = d_0(i) \times \left\{ 1 + E(i, i) \times \frac{[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(i)} \right\}$$

dónde:

- $d(i)$ es el valor estimado de la demanda para la hora i ;
- $d_0(i)$ es el valor base de la demanda para la hora i (antes del programa ToU);
- $E(i,i)$ es la elasticidad propia precio de la demanda;
- $\rho(i)$ son los nuevos precios para la hora i ;
- $\rho_0(i)$ son los precios base para la hora i (antes del programa);
- $A(i)$ es el incentivo económico por reducir la demanda a la hora i (de existir);
- $Y pen(i)$ es la penalidad por no cumplir con la reducción de la demanda a la hora i (de existir).

d) Cuantificación de la Elasticidad Cruzada

Los cambios en la demanda horaria de cada usuario debido a traslados de la demanda, motivados por un cambio en los precios de la energía y/o la inclusión de un incentivo económico se definen bajo la siguiente fórmula

$$d(i) = d_0(i) \times \left\{ 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} E(i, j) \times \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(j)} \right\}$$

dónde:

- $d(i)$ es el valor estimado de la demanda para la hora i ;
- $d_0(i)$ es el valor base de la demanda para la hora i (antes del programa ToU);
- $E(i,j)$ es la elasticidad precio-cruzada de la demanda a la hora i ante cambios en los precios a la hora j ;

- $P(j)$ son los nuevos precios para la hora j ;
- $P_0(j)$ son los precios base para la hora j (antes del programa);
- $A(j)$ es el incentivo económico por reducir la demanda a la hora j (de existir);
- $Y pen(j)$ es la penalidad por no cumplir con la reducción de la demanda a la hora j (de existir).

e) Efecto Final o conjunto

Al combinar las ecuaciones de los modelos anteriores se alcanza el modelo final, que permite simular el efecto del cambio en los precios de la energía o la inclusión del incentivo sobre la demanda horaria:

$$d(i) = d_0(i) \times \left\{ 1 + E(i,i) \times \frac{[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(i)} + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} E(i,j) \times \frac{[\rho(j) - \rho_0(j) + A(i) + pen(i)]}{\rho_0(j)} \right\}$$

6.4.3. Estimación de la reducción de la demanda punta

La aplicación de esquemas tarifarios del tipo ToU genera dos impactos, por una parte se produce un cambio en las tarifas de cada bloque horario respecto del cargo monomio, y como consecuencia de dicho ajuste tarifario se produce una reacción de la demanda, a través de las elasticidades directas y cruzadas.

Debido a estos efectos la curva de carga de los usuarios se modifica, generando uno de los principales efectos que tienen los esquemas ToU que es la reducción de la demanda en el período de punta, esta reducción puede permitir, en el largo plazo, el diferimiento o la reducción de inversiones.

La estimación del efecto de reducción de la demanda en punta se realizó considerando los siguientes coeficientes de elasticidades precio directa y cruzada.

Tabla 47 – Elasticidades Precio de la Demanda

Período	Punta	Valle	Llano
Punta	-0.200	0.016	0.012
Valle	0.016	-0.200	0.010
Llano	0.012	0.010	-0.200

Dado que no hay estimaciones recientes de coeficientes de elasticidades precio de la demanda eléctrica para Colombia, se optó por aplicar un criterio conservador, tomando la mitad del valor obtenido por (Agostini et al., 2014).

Los coeficientes sobre la diagonal principal son la elasticidad directa ya que presentan signo negativo, en tanto que el resto de los elementos de la matriz son los coeficientes de elasticidad de sustitución, que presentan signo positivo debido a que el consumo de energía eléctrica en diferentes períodos es sustituto hasta cierto grado y para algunas actividades.

Por otra parte, la aplicación de esquemas tarifarios por bloques horarios genera modificaciones en las tarifas respecto de los correspondientes cargos monomios.

Tabla 48 – Cargos Tarifarios NT1 Monomios vs ToU

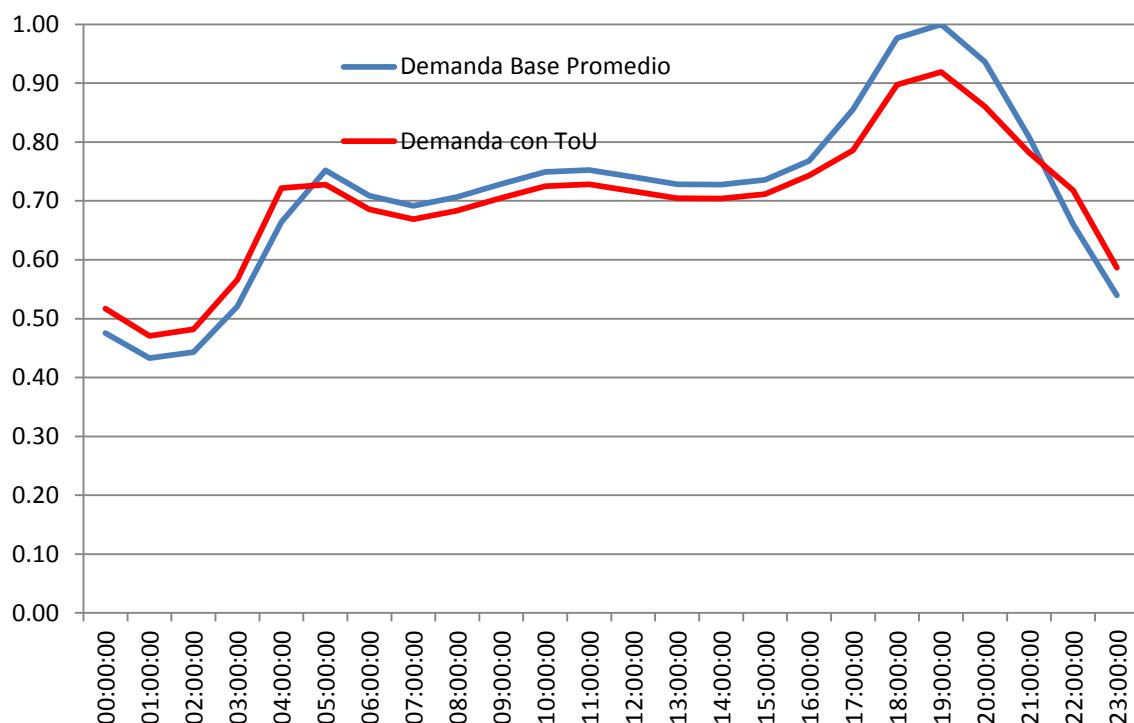
NT1	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	646.60	728.17	744.20	777.89	664.52
Llano	563.75	563.28	606.12	585.11	525.16
Valle	381.34	446.96	492.93	452.53	525.16
Monomio	536.14	567.36	600.02	593.57	553.19
Delta	Codensa	EPM	EMSA	Celsia	Afinia
Punta	21%	28%	24%	31%	20%
Llano	5%	-1%	1%	-1%	-5%
Valle	-29%	-21%	-18%	-24%	-5%
Monomio	0%	0%	0%	0%	0%

Como se puede ver en la tabla anterior, la aplicación de un esquema tarifario ToU en tres bloques genera un incremento del orden de entre 20% y 30% en el período punta, prácticamente no presenta diferencias entre los cargos del período llano y los cargos monomios, y por último se verifica una reducción de los cargos valle respecto del monomio del orden de entre 15% y 30%.

Como resultado de los efectos arriba descriptos se obtienen las curvas de carga que se muestra en la siguiente figura.

Cabe destacar que el presente análisis es inocuo al esquema del FSSRI, dado que con independencia de si se aplica tarifa ToU o tarifa monomia, los usuarios de cada estrato y categoría contribuirán o recibirá el mismo monto bajo ambos esquemas tarifarios.

Figura 28 – Curvas de Cargas usuario E3 CODENSA



Como es de esperarse, la curva de carga correspondiente al esquema ToU presenta mayores consumos en los períodos fuera de punta (valle y llano) y una marcada reducción del consumo en el período punta.

Ésta es la primera dimensión de análisis del efecto de la aplicación de esquemas ToU, es decir, la reducción de la demanda en el período punta. Para tal fin, se comparó, para todas las categorías de usuarios pasibles de aplicación de tarifas ToU, la demanda del período punta con el ahorro por usuario (Tabla 49).

Tabla 49 – Reducción de la Demanda en la Punta día Habil

CODENSA				EPM				AFINIA			
Estrato	Monomia kWh día	ToU kWh día	Delta Dda Punta	Estrato	Monomia kWh día	ToU kWh día	Delta Dda Punta	Estrato	Monomia kWh día	ToU kWh día	Delta Dda Punta
E3	0.98	0.90	-8.1%	E3	0.95	0.86	-10.0%	E3	1.90	1.78	-6.3%
E4	0.98	0.90	-8.1%	E4	1.06	0.95	-10.0%	E4	2.21	2.07	-6.3%
E5	1.26	1.16	-8.1%	E5	1.26	1.13	-10.0%	E5	2.51	2.35	-6.3%
E6	1.85	1.70	-8.1%	E6	1.80	1.62	-10.0%	E6	3.50	3.28	-6.3%
NT2	291.39	273.80	-6.0%	NT2	532.83	501.21	-5.9%	NT2	5.74	5.47	-4.7%
NT3	556.32	528.7	-5.0%	NT3	2440.56	2,283.1	-6.5%	NT3	914.10	864.4	-5.4%

EMSA				CELSIA				TOTAL REDUCCIÓN DEMANDA EN PUNTA					
Estrato	Monomia kWh día	ToU kWh día	Delta Dda Punta	Estrato	Monomia kWh día	ToU kWh día	Delta Dda Punta	Estrato	CODENSA	EPM	EMSA	CELSIA	AFINIA
E3	0.94	0.85	-9.7%	E3	0.94	0.82	-11.9%	E3	-8.1%	-10.0%	-9.7%	-11.9%	-6.3%
E4	1.07	0.96	-9.7%	E4	1.02	0.90	-11.9%	E4	-8.1%	-10.0%	-9.7%	-11.9%	-6.3%
E5	1.36	1.23	-9.7%	E5	1.52	1.34	-11.9%	E5	-8.1%	-10.0%	-9.7%	-11.9%	-6.3%
E6	1.86	1.68	-9.7%	E6	2.91	2.57	-11.9%	E6	-8.1%	-10.0%	-9.7%	-11.9%	-6.3%
NT2	287.88	266.05	-7.6%	NT2	388.13	354.55	-8.7%	NT2	-6.0%	-5.9%	-7.6%	-8.7%	-4.7%
NT3	647.72	593.7	-8.3%	NT3	1737.11	1,593.1	-8.3%	NT3	-5.0%	-6.5%	-8.3%	-8.3%	-5.4%

Como se puede ver en la tabla anterior, la reducción de la demanda punta promedio por usuario está en torno al 7.5%. Éste es un efecto altamente significativo del paso de un esquema tarifario de tarifa plana a un esquema del tipo ToU.

6.4.4. *Estimación del impacto para los usuarios*

La estimación del impacto para los usuarios surge de la comparación del costo diario afrontado por los mismos bajo el esquema de tarifa monomia, con el costo diario correspondiente a la aplicación del esquema ToU.

Estos costos se determinan aplicando las tarifas monomias sobre las demandas diarias sin elasticidad y aplicando las tarifas ToU sobre las demandas elastizadas.

Una vez identificados los costos diarios para los usuarios, bajo esquema monomio y bajo ToU, los mismos son mensualizados.

Como lo muestra la tabla, los ahorros verificados para los usuarios son relativamente bajos en términos de los costos mensuales, inferiores al 2%. Este resultado se justifica por el criterio de neutralidad con el cual fueron definidos los cargos ToU. Sin embargo, existen usuarios del NT2 cuyos ahorros pueden resultar significativos en función del perfil de carga.

Tabla 50 – Efecto Ahorro para los usuarios

CODENSA						EMSA					
Est	Cons per cáp kWh/mes	Ahorro Diario	Ahorro mensual	Costo Mensual	Porcentaje Ahorro Mes	Est	Cons per cáp kWh/mes	Ahorro Diario	Ahorro mensual	Costo Mensual	Porcentaje Ahorro Mes
Res E3	133.0	38.2	1,145	71,329	1.60%	Res E3	132.6	61.2	1,837	79,573	2.31%
Res E4	140.9	45.6	1,367	75,542	1.81%	Res E4	173.2	79.6	2,387	103,934	2.30%
Res E5	181.5	58.7	1,760	97,311	1.81%	Res E5	220.7	101.4	3,041	132,433	2.30%
Res E6	265.5	85.8	2,575	142,318	1.81%	Res E6	300.8	138.2	4,145	180,510	2.30%
NT2	45,758.9	35,365.1	1,060,951.6	19,685,601	5.39%	NT2	43,708.1	61,377.4	1,841,322.6	22,131,170	8.32%
NT3	86,621.3	26,351.5	790,544.9	34,459,836	2.29%	NT3	98,292.3	42,398.7	1,271,959.6	43,101,182	2.95%

EPM						CELSIA					
Est	Cons per cáp kWh/mes	Ahorro Diario	Ahorro mensual	Costo Mensual	Porcentaje Ahorro Mes	Est	Cons per cáp kWh/mes	Ahorro Diario	Ahorro mensual	Costo Mensual	Porcentaje Ahorro Mes
Res E3	131.9	24.8	745	74,848	0.99%	Res E3	124.9	59.9	1,797	74,163	2.42%
Res E4	154.9	31.9	956	87,904	1.09%	Res E4	142.3	84.4	2,533	84,446	3.00%
Res E5	184.5	37.9	1,138	104,686	1.09%	Res E5	212.2	125.9	3,777	125,928	3.00%
Res E6	263.7	54.2	1,627	149,618	1.09%	Res E6	406.6	241.3	7,238	241,352	3.00%
NT2	83,493.8	69,395.1	2,081,852.3	38,746,539	5.37%	NT2	56,686.8	7,958.8	238,765.3	27,422,792	0.87%
NT3	389,544.8	39,448.0	1,183,438.7	148,817,795	0.80%	NT3	253,616.6	-7,006.8	-210,203.9	109,809,645	-0.19%

AFINIA						Porcentaje Ahorro Mes					
Est	Cons per cáp kWh/mes	Ahorro Diario	Ahorro mensual	Costo Mensual	Porcentaje Ahorro Mes	Est	CODENSA	EPM	EMSA	CELSIA	AFINIA
Res E3	279.7	-1.0 -	31	154,706	-0.02%	Res E3	1.60%	0.99%	2.31%	2.42%	-0.02%
Res E4	362.1	20.8	625	200,308	0.31%	Res E4	1.81%	1.09%	2.30%	3.00%	0.31%
Res E5	411.2	23.7	710	227,476	0.31%	Res E5	1.81%	1.09%	2.30%	3.00%	0.31%
Res E6	573.6	33.0	990	317,302	0.31%	Res E6	1.81%	1.09%	2.30%	3.00%	0.31%
NT2	911.9	199.2	5,976.6	435,385	1.37%	NT2	5.39%	5.37%	8.32%	0.87%	1.37%
NT3	146,405.9	29,487.6	884,628.5	66,520,990	1.33%	NT3	2.29%	0.80%	2.95%	-0.19%	1.33%

Cabe destacar que este ahorro no considera los efectos de la reducción de la demanda en la punta y su potencial efecto sobre las inversiones.

6.4.5. *Estimación del impacto en la suficiencia financiera de las empresas*

Para estimar el efecto del esquema ToU sobre la suficiencia financiera de las empresas se asume un determinado programa de aplicación de tarifas ToU sobre los usuarios residenciales de las empresas, la tabla siguiente muestra dicho esquema, el cual es consistente con la dinámica verificada en Uruguay, un país con 20 años de historia en tarifas horarias.

Tabla 51 – Programa de Migración a Tarifas Horarias

NT	Categoría	Migrac a ToU
NT1	Res E1	0%
NT1	Res E2	0%
NT1	Res E3	5%
NT1	Res E4	20%
NT1	Res E5	25%
NT1	Res E6	50%
NT2	Com	100%
NT3	Ind	100%

Una vez determinado el esquema de migración de usuarios al sistema de ToU, el impacto sobre la suficiencia de las empresas surge de comparar los ingresos de la situación base, derivados de la aplicación de cargos monomios sobre la totalidad de usuarios de cada empresa analizada, con los ingresos potenciales del escenario ToU, este escenario combina los ingresos bajo el esquema

monomio con los ingresos del escenario ToU aplicado sobre los usuarios que pasaron a dicho esquema.

Tabla 52 – Codensa: impacto esperado en la suficiencia financiera

NT	Est	Usuarios	Cons per cáp kWh/mes	Costo diario usuario		Migrac Usuarios a ToU		Ingreso Total		
				Dda Base \$	Dda Ajustada \$	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	Con ToU (mm cop)	Delta ToU
NT1	Res E1	260,445	125.0			0%	-	209,520	209,519.7	0
NT1	Res E2	1,223,301	134.0			0%	-	1,054,224	1,054,224	0
NT1	Res E3	1,010,056	133.0	2,378	2,339	5%	50,503	864,559	863,865	-694
NT1	Res E4	361,078	140.9	2,518	2,473	20%	72,216	327,318	326,134	-1,184
NT1	Res E5	110,072	181.5	3,244	3,185	25%	27,518	128,535	127,954	-581
NT1	Res E6	87,988	265.5	4,744	4,658	50%	43,994	150,268	148,909	-1,359
NT2	Comercial	1,958	45,758.9	656,187	620,822	100%	1,958	462,533	437,605	-24,928
NT3	Industrial	54	86,621.3	1,188,685	1,162,333	100%	54	22,945	22,436	-509
Total		3,054,952	170.0			6.4%	194,231	3,219,902	3,190,647	-29,255
TC										millones de USD
										8.56

Bajo los supuestos asumidos los ingresos anuales de la empresa Codensa podrían reducirse cerca de 8.5 millones de dólares. Sin embargo, es importante destacar que este análisis no toma en consideración el ahorro potencial de la valoración de la reducción de la demanda en la punta.

Tabla 53 – EPM: impacto esperado en la suficiencia financiera

NT	Est	Usuarios	Cons per cáp kWh/mes	Costo diario usuario		Migrac Usuarios a ToU		Ingreso Total		
				Dda Base \$	Dda Ajustada \$	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	Con ToU (mm cop)	Delta ToU
NT1	Res E1	481,400	84.9			0%	-	278,257	278,257.4	0
NT1	Res E2	806,354	111.5			0%	-	611,908	611,908	0
NT1	Res E3	587,221	131.9	2,495	2,470	5%	29,361	527,426	527,164	-262
NT1	Res E4	177,139	154.9	2,930	2,898	20%	35,428	186,854	186,448	-406
NT1	Res E5	99,818	184.5	3,490	3,452	25%	24,954	125,394	125,054	-341
NT1	Res E6	39,124	263.7	4,987	4,933	50%	19,562	70,243	69,861	-382
NT2	Comercial	1,935	83,493.8	1,291,551	1,222,156	100%	1,935	899,719	851,377	-48,342
NT3	Industrial	330	389,544.8	4,711,042	4,671,594	100%	330	559,106	554,425	-4,682
Total		2,193,320	252.8			5.0%	109,305	3,258,908	3,204,493	-54,415
TC										millones de USD
										-15.92

El efecto para EPM es del orden de 16 millones de dólares, lo que representa menos del 2% de los ingresos monomios, sobre el 92% de los usuarios totales de la empresa.

Tabla 54 – EMSA: impacto esperado en la suficiencia financiera

NT	Est	Usuarios	Cons per cáp kWh/mes	Costo diario usuario		Migrac Usuarios a ToU		Ingreso Total		
				Dda Base \$	Dda Ajustada \$	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	Con ToU (mm cop)	Delta ToU
NT1	Res E1	85,700	112.6			0%	-	69,481	69,481.1	0
NT1	Res E2	108,236	113.7			0%	-	88,603	88,603	0
NT1	Res E3	81,917	132.6	2,652	2,591	5%	4,096	78,221	78,130	-90
NT1	Res E4	12,153	173.2	3,464	3,385	20%	2,431	15,157	15,088	-70
NT1	Res E5	4,421	220.7	4,414	4,313	25%	1,105	7,026	6,985	-40
NT1	Res E6	1,692	300.8	6,017	5,879	50%	846	3,664	3,622	-42
NT2	Comercial	173	43,708.1	737,706	676,328	100%	173	46,055	42,223	-3,832
NT3	Industrial	84	98,292.3	1,430,811	1,388,413	100%	84	43,354	42,069	-1,285
Total		294,377	177.5			2.9%	8,477	351,561	346,202	-5,359
TC										millones de USD
										-1.57

El efecto para EMSA es del orden de 1.5% sobre los ingresos monomios.

Tabla 55 – Celsia: impacto esperado en la suficiencia financiera

NT	Est	Usuarios	Cons per cáp kWh/mes	Costo diario usuario		Migrac Usuarios a ToU		Ingreso Total		
				Dda Base \$	Dda Ajustada \$	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	Con ToU (mm cop)	Delta ToU
NT1	Res E1	128,749	113.5			0%	-	104,095	104,095.5	0
NT1	Res E2	238,606	126.8			0%	-	215,507	215,507	0
NT1	Res E3	88,623	124.9	2,472	2,412	5%	4,431	78,870	78,774	-96
NT1	Res E4	21,373	142.3	2,815	2,730	20%	4,275	21,658	21,528	-130
NT1	Res E5	7,316	212.2	4,198	4,072	25%	1,829	11,055	10,972	-83
NT1	Res E6	308	406.6	8,045	7,804	50%	154	893	879	-13
NT2	Comercial	989	56,686.8	914,093	906,134	100%	989	325,488	322,654	-2,834
NT3	Industrial	197	253,616.6	3,759,510	3,766,517	100%	197	266,360	266,857	496
Total		486,160	342.8			2.2%	10,689	1,023,926	1,021,267	-2,659
TC		3417								millones de USD -0.78

Desde el punto de vista de la suficiencia financiera, el efecto de la migración de usuarios al esquema ToU es prácticamente inocuo para Celsia.

Tabla 56 – Afinia: impacto esperado en la suficiencia financiera

NT	Est	Usuarios	Cons per cáp kWh/mes	Costo diario usuario		Migrac Usuarios a ToU		Ingreso Total		
				Dda Base \$	Dda Ajustada \$	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	Con ToU (mm cop)	Delta ToU
NT1	Res E1	1,239,329	232.3			0%	-	1,910,898	1,910,897.7	0
NT1	Res E2	614,419	254.1			0%	-	1,036,368	1,036,368	0
NT1	Res E3	250,824	279.7	5,157	5,158	5%	12,541	465,647	465,652	5
NT1	Res E4	90,463	362.1	6,677	6,656	20%	18,093	217,445	217,310	-136
NT1	Res E5	36,105	411.2	7,583	7,559	25%	9,026	98,555	98,478	-77
NT1	Res E6	38,635	573.6	10,577	10,544	50%	19,317	147,107	146,878	-229
NT2	Comercial	292,017	911.9	14,513	14,314	100%	292,017	1,525,676	1,504,733	-20,943
NT3	Industrial	96	146,405.9	2,134,487	2,104,999	100%	96	73,552	72,536	-1,016
Total		2,561,886	337.3			2.3%	58,977	5,475,249	5,452,852	-22,397
TC		3417								millones de USD -6.55

Una situación similar se presenta para el caso de Afinia.

6.4.6. *Estimación del impacto en el FSSRI*

La forma de estimar el impacto que la aplicación de un esquema ToU puede generar sobre el Fondo de Solidaridad (FSSRI) consiste en comparar las demandas sin elastizar y elastizadas, valoradas a los cargos Monomios y ToU respectivos debidamente ajustados por los coeficientes del esquema del FSSRI.

En el caso de Codensa, el impacto esperado del esquema tarifario ToU sobre el FSSRI es un incremento en el déficit del orden de USD 10 millones (Tabla 47).

Tabla 57 – Codensa: impacto esperado en el FSSRI

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI			<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)		
NT1	Res E1	260,445			0%	-	94,284	94,284		0
NT1	Res E2	1,223,301			0%	-	579,823	579,823		0
NT1	Res E3	1,010,056	2,021	1,989	5%	50,503	734,875	734,285		-590
NT1	Res E4	361,078	2,518	2,473	20%	72,216	327,318	326,134		-1,184
NT1	Res E5	110,072	3,892	3,822	25%	27,518	154,242	153,545		-698
NT1	Res E6	87,988	5,693	5,590	50%	43,994	180,322	178,691		-1,631
NT2	Comercial	1,958	787,424	744,986	100%	1,958	555,039	525,126		-29,914
NT3	Industrial	54	1,188,685	1,162,333	100%	54	22,945	22,436		-509
Total		3,052,941			6.4%	194,231	2,648,849	2,614,324		-34,525
TC		3417								-10.10

Tabla 58 – EPM: impacto esperado en el FSSRI

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	481,400			0%	-	125,216	125,216	0
NT1	Res E2	806,354			0%	-	336,549	336,549	0
NT1	Res E3	587,221	2,121	2,100	5%	29,361	448,312	448,089	-223
NT1	Res E4	177,139	2,930	2,898	20%	35,428	186,854	186,448	-406
NT1	Res E5	99,818	4,187	4,142	25%	24,954	150,473	150,064	-409
NT1	Res E6	39,124	5,985	5,920	50%	19,562	84,292	83,833	-458
NT2	Comercial	1,935	1,549,862	1,466,587	100%	1,935	1,079,663	1,021,653	-58,010
NT3	Industrial	330	4,711,042	4,671,594	100%	330	559,106	554,425	-4,682
Total		2,191,056			5.0%	109,305	2,970,466	2,906,277	-64,189
TC		3417							-18.79

En el caso de EPM el impacto del esquema ToU es un incremento del déficit cercano al doble del correspondiente a Codensa.

En lo que respecta a EMSA, el efecto del esquema ToU sobre el déficit del FSSRI es significativamente menor (USD 1.8 millones).

Tabla 59 – EMSA: impacto esperado en el FSSRI

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	85,700			0%	-	31,266	31,266	0
NT1	Res E2	108,236			0%	-	48,732	48,732	0
NT1	Res E3	81,917	2,255	2,203	5%	4,096	66,488	66,411	-77
NT1	Res E4	12,153	3,464	3,385	20%	2,431	15,157	15,088	-70
NT1	Res E5	4,421	5,297	5,176	25%	1,105	8,431	8,382	-48
NT1	Res E6	1,692	7,220	7,055	50%	846	4,397	4,347	-50
NT2	Comercial	173	885,247	811,594	100%	173	55,266	50,668	-4,598
NT3	Industrial	84	1,430,811	1,388,413	100%	84	43,354	42,069	-1,285
Total		294,119			2.9%	8,477	273,091	266,962	-6,128
TC		3417							-1.79

La tabla siguiente resume la situación de CELSIA

Tabla 60 – Celsia: impacto esperado en el FSSRI

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	128,749			0%	-	46,843	46,843	0
NT1	Res E2	238,606			0%	-	118,529	118,529	0
NT1	Res E3	88,623	2,101	2,050	5%	4,431	67,039	66,958	-81
NT1	Res E4	21,373	2,815	2,730	20%	4,275	21,658	21,528	-130
NT1	Res E5	7,316	5,037	4,886	25%	1,829	13,266	13,166	-99
NT1	Res E6	308	9,654	9,365	50%	154	1,071	1,055	-16
NT2	Comercial	989	1,096,912	1,087,361	100%	989	390,585	387,185	-3,401
NT3	Industrial	197	3,759,510	3,766,517	100%	197	266,360	266,857	496
Total		484,974			2.2%	10,689	925,352	922,121	-3,231
TC		3417							-0.95

Por último, se tiene el caso de la empresa Afinia

Tabla 61 – Afinia: impacto esperado en el FSSRI

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	Delta FSSRI ToU (mm cop)
NT1	Res E1	1,239,329			0%	-	859,904	859,904	0
NT1	Res E2	614,419			0%	-	570,002	570,002	0
NT1	Res E3	250,824	4,383	4,384	5%	12,541	395,800	395,804	4
NT1	Res E4	90,463	6,677	6,656	20%	18,093	217,445	217,310	-136
NT1	Res E5	36,105	9,099	9,071	25%	9,026	118,266	118,174	-92
NT1	Res E6	38,635	12,692	12,653	50%	19,317	176,529	176,254	-275
NT2	Comercial	292,017	17,415	17,176	100%	292,017	1,830,812	1,805,680	-25,132
NT3	Industrial	96	2,134,487	2,104,999	100%	96	73,552	72,536	-1,016
Total		2,269,774			2.6%	58,977	4,242,311	4,215,663	-26,647
TC		3417							-7.80

6.4.7. *Estimación del impacto en la electromovilidad*

Para el análisis de la incorporación de electromovilidad, se procedió a comparar el costo anual de realizar un recorrido equivalente con vehículos eléctricos y con vehículos con combustibles líquidos.

Para el estrato 3 se supone la implementación de electromovilidad con fines de su utilización como servicio de transporte de pasajeros (Uber). Así, se compara el consumo de un vehículo eléctrico con dos vehículos de combustibles líquidos: uno marca Chevrolet Onix, por ser uno de los vehículos más vendidos en Colombia en 2019, y otro Renault Duster, por su utilización como vehículo de transporte de pasajeros.

La comparación se realiza considerando un recorrido de 230 km diarios, las autonomías de cada tipo de vehículo fueron obtenidas de publicaciones especializadas. En forma adicional se considera que el número de días mensuales de utilización del vehículo es 22 días.

Dado que posiblemente existan restricciones para el desarrollo continuo de la actividad (esquemas de pico y placa) se incorporó un factor de ajuste de 50%.

Con todos estos parámetros se evalúa costo mensual de las distintas alternativas de vehículos, resultando que un vehículo eléctrico permitiría un ahorro de 727 usd/año y 1.310 usd/año para un propietario de un vehículo Chevrolet Onix y para el propietario de un vehículo Renault Duster, respectivamente.

Tabla 62 – Análisis de electromovilidad para el caso de Codensa

Carro	Unidad	Eléctrico	Chevrolet Onix	Duster
Km día (Taxi)	km	230	230	230
Autonomía	kWh o Lts/100 km	17	6.7	9.7
Días	d	22	22	22
Factor Ajuste	%	50%	50%	50%
Consumo Comb	kWh o Lts	430.1	169.51	245.41
Costo	Cop	381.34	2188	2188
Costo Total mes	Cop	164,013	370,888	536,957
TC	cop/USD	3417	3417	3417
Costo Total mes	USD	48	109	157
Dif vs EE	-	-	61	109
Ahorro Anual	USD	0	727	1,310

Realizando un análisis similar pero el caso de un usuario de estrato 6 se logra un ahorro anual de USD150, con base en los siguientes supuestos:

Tabla 63 - Análisis de electromovilidad para usuarios de Estrato 6 de Codensa

Carro	Unidad	Eléctrico (BMW iX)	BMW X1
Km día (Taxi)	km	20	20
Autonomía	kWh o Lts/100 km	17	7.4
Días	d	22	22
Factor Ajuste	%	100%	100%
Consumo Comb	kWh o Lts	74.8	32.56
Costo	Cop	381.34	2188
Costo Total mes	Cop	28,524	71,241
TC	cop/USD	3417	3417
Costo Total mes	USD	8	21
Dif vs EE	-	-	13
Ahorro Anual	USD	0	150

6.5. Estrategia de Implementación por defecto

Al solo efecto de tener como referencia, a continuación, se analiza la Estrategia de implementar tarifas ToU por defecto. Para ello se considera un programa de instalación masiva de infraestructura AMI para la mitad del total de usuarios de cada empresa, y a esos usuarios se les aplica tarifas ToU por defecto.

El esquema de instalación de infraestructura AMI cubre en primera instancia los estratos 4 a 6, y posteriormente se aplicará a los estratos 3.

La Tabla 64 muestra el impacto esperado de la implementación de un esquema ToU por defecto sobre el FSSRI para el caso de Codensa. El déficit del FSSRI se incrementa en 16 millones de dólares.

Tabla 64 – Codensa: Impacto en el FSSRI por implementación masiva de AMI junto con ToU por defecto

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	260,445			0%	-	94,284	94,284	0
NT1	Res E2	1,223,301			0%	-	579,823	579,823	0
NT1	Res E3	1,010,056	2,021	1,989	96%	966,326	734,875	723,592	-11,283
NT1	Res E4	361,078	2,518	2,473	100%	361,078	327,318	321,397	-5,921
NT1	Res E5	110,072	3,892	3,822	100%	110,072	154,242	151,452	-2,790
NT1	Res E6	87,988	5,693	5,590	100%	87,988	180,322	177,060	-3,262
NT2	Comercial	1,958	787,424	744,986	100%	1,958	555,039	525,126	-29,914
NT3	Industrial	54	1,188,685	1,162,333	100%	54	22,945	22,436	-509
Total		3,052,941			50.0%	1,525,465	2,648,849	2,595,170	-53,679
TC		3417							-15.71

Para el caso de EPM el impacto esperado es el siguiente:

Tabla 65 – EPM: Impacto en el FSSRI por implementación masiva de AMI junto con ToU por defecto

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	481,400			0%	-	125,216	125,216	0
NT1	Res E2	806,354			24%	191,094	336,549	336,549	0
NT1	Res E3	587,221	2,121	2,100	100%	587,221	448,312	443,851	-4,461
NT1	Res E4	177,139	2,930	2,898	100%	177,139	186,854	184,823	-2,032
NT1	Res E5	99,818	4,187	4,142	100%	99,818	150,473	148,837	-1,636
NT1	Res E6	39,124	5,985	5,920	100%	39,124	84,292	83,375	-917
NT2	Comercial	1,935	1,549,862	1,466,587	100%	1,935	1,079,663	1,021,653	-58,010
NT3	Industrial	330	4,711,042	4,671,594	100%	330	559,106	554,425	-4,682
Total		2,191,056			49.9%	1,094,395	2,970,466	2,898,729	-71,737
TC		3417							-20.99

El efecto para EMSA se presenta en la tabla siguiente y es un incremento de 2.3 millones de dólares.

Tabla 66 – EMSA: Impacto en el FSSRI por implementación masiva de AMI junto con ToU por defecto

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		<i>Delta FSSRI ToU (mm cop)</i>
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	
NT1	Res E1	85,700			0%	-	31,266	31,266	0
NT1	Res E2	108,236			43%	46,748	48,732	48,732	0
NT1	Res E3	81,917	2,255	2,203	100%	81,917	66,488	64,952	-1,535
NT1	Res E4	12,153	3,464	3,385	100%	12,153	15,157	14,809	-348
NT1	Res E5	4,421	5,297	5,176	100%	4,421	8,431	8,237	-194
NT1	Res E6	1,692	7,220	7,055	100%	1,692	4,397	4,296	-101
NT2	Comercial	173	885,247	811,594	100%	173	55,266	50,668	-4,598
NT3	Industrial	84	1,430,811	1,388,413	100%	84	43,354	42,069	-1,285
Total		294,119			50.0%	146,931	273,091	265,030	-8,061
TC		3417							-2.36

Para la empresa Celsia el impacto de la implementación de un esquema ToU sobre FSSRI es el siguiente:

Tabla 67 – Celsia: Impacto en el FSSRI por implementación masiva de AMI junto con ToU por defecto

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	Delta FSSRI ToU (mm cop)
NT1	Res E1	128,749			0%	-	46,843	46,843	0
NT1	Res E2	238,606			52%	124,275	118,529	118,529	0
NT1	Res E3	88,623	2,101	2,050	100%	88,623	67,039	65,415	-1,624
NT1	Res E4	21,373	2,815	2,730	100%	21,373	21,658	21,009	-650
NT1	Res E5	7,316	5,037	4,886	100%	7,316	13,266	12,868	-398
NT1	Res E6	308	9,654	9,365	100%	308	1,071	1,039	-32
NT2	Comercial	989	1,096,912	1,087,361	100%	989	390,585	387,185	-3,401
NT3	Industrial	197	3,759,510	3,766,517	100%	197	266,360	266,857	496
Total		484,974			49.9%	241,894	925,352	919,744	-5,608
TC		3417							-1.64

Por último, la tabla siguiente presenta la situación de Afinia:

Tabla 68 – Afinia: Impacto en el FSSRI por implementación masiva de AMI junto con ToU por defecto

NT	Est	Usuarios	Costo diario usuario FSSRI		Migrac Usuarios a ToU		Total FSSRI		
			Dda Base	Dda Ajustada	%usuarios a ToU	Cantidad Usuarios	Monomio (mm cop)	ToU (mm cop)	Delta FSSRI ToU (mm cop)
NT1	Res E1	1,239,329			0%	-	859,904	859,904	0
NT1	Res E2	614,419			93%	572,805	570,002	570,002	0
NT1	Res E3	250,824	4,383	4,384	100%	250,824	395,800	395,878	78
NT1	Res E4	90,463	6,677	6,656	100%	90,463	217,445	216,767	-678
NT1	Res E5	36,105	9,099	9,071	100%	36,105	118,266	117,897	-369
NT1	Res E6	38,635	12,692	12,653	100%	38,635	176,529	175,978	-551
NT2	Comercial	292,017	17,415	17,176	100%	292,017	1,830,812	1,805,680	-25,132
NT3	Industrial	96	2,134,487	2,104,999	100%	96	73,552	72,536	-1,016
Total		2,269,774			43.6%	988,831	4,242,311	4,214,643	-27,667
TC		3417							-8.10

6.6. Apéndice: Cálculo de los cargos horarios

A continuación, se analiza la propuesta de cambio metodológico para el cálculo de cargos horarios presentada en las Resoluciones CREG 015-2018 y 036 de 2019. Se desarrollan los siguientes puntos:

- 1- Breve desarrollo matemático de la fórmula presentada en la Resoluciones CREG 015 de 2018 y 036 de 2019, con el objetivo de mostrar que el ingreso recuperado por esta metodología es variable en función del factor de cargos horarios (*fch*).
- 2- Presentación de los cambios en la formulación matemática propuestos.
- 3- Simulación de un ejemplo de traspaso de tarifa simple a horaria para ilustrar concretamente los pros y contras de la metodología presentada por CREG y la metodología propuesta en este Estudio.
- 4- Conclusiones del cambio de metodología de cálculo.

6.6.1. Desarrollo matemático para el cálculo de los cargos horarios monomios

Según la Resolución CREG 036 de 2019, la primera fórmula del numeral 9.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 quedará así:

$$\frac{1}{fch} * H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + fch * H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = Dt_{n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i \quad [21]$$

Donde:

fch - Factor de cargos horarios

H_i - Cantidad de horas de un día típico de consumo correspondientes al bloque horario i . El parámetro “ i ” puede tomar los valores x, z, y correspondientes a los bloques Punta, Valle y Llano, respectivamente.

P_i - Potencia promedio consumida en un día típico dentro del bloque horario i

Dt_i - Cargo horario de energía correspondiente al bloque horario i

Dt - Cargo monomio de energía

El lado derecho de la ecuación 1 representa el ingreso recuperado por cargo unitario de energía en un día típico de consumo a través del esquema actual, el cual es un valor determinado al momento de realizar el cálculo. El lado izquierdo busca igualar el ingreso recuperado actual a partir de la suma de los ingresos en las tres franjas horarias, con los cargos respectivos. Sin embargo, independientemente de cuánto valgan los cargos monomios horarios, esa expresión no es equivalente al ingreso recuperado, pues el ingreso recuperado tras la aplicación de los cargos sería el siguiente:

$$\text{Ingreso a recuperar} = H_x * P_x * Dt_x + H_z * P_z * Dt_z + H_y * P_y * Dt_y \quad [22]$$

Más allá de que el lado izquierdo de la ecuación (1) es, indefectiblemente, igual al ingreso a recuperar corriente con el CU monomio, esa suma no es la que se cobra a los usuarios, sino que es la representada en la ecuación (2). Un caso particular en el que se verifica la recuperación total del ingreso es el caso $fch = 1$ porque las expresiones se tornan equivalentes. Sin embargo, en cualquier otro caso, el ingreso recuperado no necesariamente arroja el mismo resultado. Esto se demuestra a continuación haciendo uso de las otras dos ecuaciones de relación de cargos descritas en la resolución y operando:

$$\frac{Dt_x}{Dt_z * fch} = \frac{P_x}{P_z} \Rightarrow Dt_z = Dt_x * \frac{P_z}{P_x * fch} \quad [23]$$

La ecuación (3) determina que el cociente entre cargos Llano y Punta está dada por la relación de potencias promedio en dichas franjas y el factor fch . A modo de ejemplo, aumentar fch de uno a dos hace que la diferencia entre cargos Punta y Llano aumente al doble que al principio.

$$\frac{Dt_x}{Dt_y * fch^2} = \frac{P_x}{P_y} \Rightarrow Dt_y = Dt_x * \frac{P_y}{P_x * fch^2} \quad [24]$$

La ecuación (4) determina que el cociente entre cargos Valle y Punta está dada por la relación de potencias promedio en dichas franjas y el factor fch^2 . De esta manera, si se aumenta el factor fch de uno a dos la diferencia entre cargos Punta y Valle aumenta cuatro (4) veces con respecto al principio. Ambas expresiones muestran un criterio razonable de aumento de diferencia entre cargos horarios, que consideramos de buena práctica regulatoria, por lo que no constituye un error.

Sustituyendo estas relaciones en la ecuación (1) se obtiene la siguiente expresión:

$$\sum_1^{24} P_i * \overline{Dt} = \frac{1}{fch} * H_x * P_x * Dt_x + H_z * P_z * Dt_x * \frac{P_z}{P_x * fch} + fch * H_y * P_y * Dt_x * \frac{P_y}{P_x * fch^2}$$

Y operando:

$$\sum_1^{24} P_i * \overline{Dt} = K \text{ (cte)} = \frac{Dt_x}{fch} * \left(H_x * P_x + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x} \right) \quad [25]$$

Todos los parámetros del lado derecho que se encuentran dentro del paréntesis son datos que únicamente dependen de la curva de carga del nivel de tensión asociado, y no dependen de los cargos horarios a determinar ni del factor fch . Es decir, son valores constantes. En consecuencia:

$$\text{Sea } A = \frac{1}{\left(H_x * P_x + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x} \right)}$$

$$\Rightarrow Dt_x = K * A * fch = C * fch, \quad [26]$$

donde C representa la multiplicación de las dos constantes previamente definidas.

Sustituyendo la ecuación (6) en la ecuación (2) se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Ingreso a recuperar} &= K \text{ (cte)} = C * fch * \left(H_x * P_x + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x * fch} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x * fch^2} \right) \\ &= C * \left(H_x * P_x * fch + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x * fch} \right) \end{aligned} \quad [27]$$

Esto es una expresión constante si y solamente si la suma de los términos afectados por fch (Punta y Valle) se mantiene constante al variar fch . Es fácil ver que esto no se cumple pues el término relacionado a la Punta es una función lineal de fch , mientras que el término relacionado al Valle es inversamente proporcional al mismo factor. Debido a que las funciones no tienen pendientes iguales en módulo y opuestas en signo, no se cumple que el ingreso recuperado es constante al variar el factor fch , como debería ser. Incluso, si fch tiende a infinito, también lo hace el ingreso recuperado, lo cual es un claro error.

$$\text{Sea } A = \frac{1}{\left(H_x * P_x + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x} \right)}$$

$$\Rightarrow Dt_x = K * A * fch = C * fch \quad [28],$$

donde C representa la multiplicación de las dos constantes previamente definidas.

Sustituyendo la ecuación (8) en la ecuación (2) se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Ingreso a recuperar} &= K \text{ (cte)} = C * fch * \left(H_x * P_x + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x * fch} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x * fch^2} \right) \\ &= C * \left(H_x * P_x * fch + H_z * P_z * \frac{P_z}{P_x} + H_y * P_y * \frac{P_y}{P_x * fch} \right) \end{aligned} \quad [29]$$

Es decir, variar el factor fch en el sistema de ecuaciones definido hace que el ingreso a recuperar no se mantenga constante y no se cumple, por lo tanto, el criterio de neutralidad.

6.6.2. Propuesta alternativa

La propuesta metodológica alternativa propone cambiar el lado izquierdo de la ecuación (1) definida en la Resolución CREG 015-2018 por la expresión correcta del ingreso a recuperado, vista en la ecuación (2) y mantener iguales las otras dos ecuaciones de relación de cargos. De esta manera el sistema propuesto es el siguiente:

$$\sum_i^4 P_i * \bar{Dt} = H_x * P_x * Dt_x + H_z * P_z * Dt_z + H_y * P_y * Dt_y \quad [30]$$

$$\frac{Dt_x}{Dt_z * fch} = \frac{P_x}{P_z} \quad [31]$$

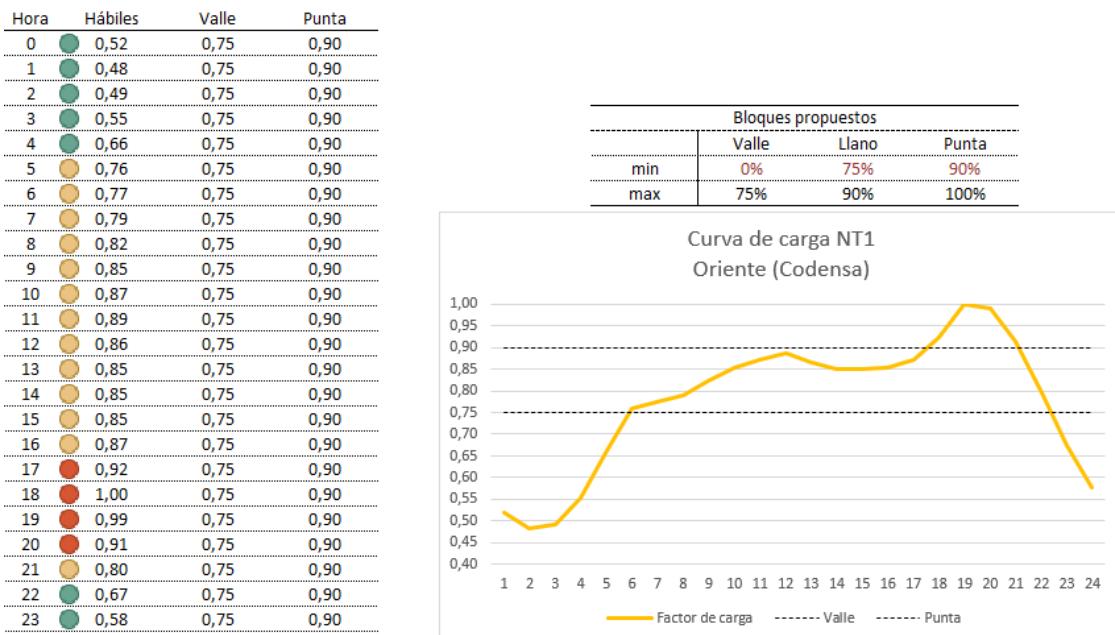
$$\frac{Dt_x}{Dt_y * fch^2} = \frac{P_x}{P_y} \quad [32]$$

6.6.3. Simulación de propuesta de EEC versus Resoluciones CREG 015 de 2018 y 036 de 2019

Esta simulación tiene como único objetivo ilustrar lo demostrado en la sección anterior en una situación con valores concretos. Es decir, se realizarán los cálculos de determinación de los cargos monomios horarios según ambas metodologías (existente y propuesta) utilizando distintos valores del factor fch para mostrar cómo la metodología propuesta recupera siempre el mismo ingreso, respetando el criterio de neutralidad, no siendo así para la metodología existente. De esta manera, se resolverá un caso de estudio ficticio de un mercado con una curva de carga determinada.

La determinación de bloques horarios de consumo y las relaciones de demanda promedio se efectúa a partir de la curva de carga. Por otra parte, el ingreso a recuperar se obtiene a partir del producto entre el cargo monomio y la energía facturada. Dado que la validez de las metodologías no depende de estos valores, se definen como 100 pesos por kWh y la 1 kWh, respectivamente, para facilitar el cálculo. Así, el ingreso a recuperar por los monomios horarios debe ser 100 pesos.

La curva de carga utilizada es una curva típica del nivel de tensión 1 de Codensa (días hábiles). El criterio de fijación de bloques horarios es 75% para el Llano y 90% para la Punta (también a modo de ejemplo). A continuación, se ilustra la curva de carga empleada.



No es necesario establecer tres curvas de carga distintas según tipo de día para ilustrar con este ejemplo. A partir de la curva, las relaciones de potencia promedio Valle/Punta y Llano/Punta son 0,60 y 0,87 respectivamente. Las energías consumidas por franja se asignan a partir de la misma curva y representan 18%, 59% y 23% para Punta, Llano y Valle, respectivamente.

Simulación de propuesta de EEC versus Resoluciones CREG 015 de 2018 y 036 de 2019



Metodología Propuesta						
<i>fch</i>	1,00					
Mon/Punta	0,83					
Monomio	100,00					
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	120,13	0,18	21,73
Valle	DV	0,87	0,87	104,83	0,59	61,45
Nocturno	DN	0,60	0,60	72,23	0,23	16,83
Monomio				100,00	1,00	100,00
Chequeo						0,00
<i>fch</i>	2,00					
Mon/Punta	0,47					
Monomio	100,00					
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	212,04	0,18	38,35
Valle	DV	0,87	0,44	92,51	0,59	54,23
Nocturno	DN	0,60	0,15	31,67	0,23	7,43
Monomio				100,00	1,00	100,00
Chequeo						0,00
<i>fch</i>	5,00					
Mon/Punta	0,29					
Monomio	100,00					
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	346,32	0,18	62,63
Valle	DV	0,87	0,17	60,44	0,59	35,43
Nocturno	DN	0,60	0,02	8,33	0,23	1,94
Monomio				100,00	1,00	100,00
Chequeo						0,00

Metodología existente						
<i>fch</i>	1,00			K	100,00	
Mon/Punta	0,83			A	1,20	
Monomio	100,00			C	120,13	
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	120,13	0,18	21,73
Valle	DV	0,87	0,87	104,83	0,59	61,45
Nocturno	DN	0,60	0,60	72,23	0,23	16,83
Monomio				100,00	1,00	100,00
Chequeo						0,00
<i>fch</i>	2,00			K	100,00	
Mon/Punta	0,42			A	1,20	
Monomio	100,00			C	120,13	
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	240,26	0,18	43,45
Valle	DV	0,87	0,44	104,83	0,59	61,45
Nocturno	DN	0,60	0,15	36,11	0,23	8,41
Monomio				100,00	1,00	113,31
Chequeo						13,31
<i>fch</i>	5,00			K	100,00	
Mon/Punta	0,17			A	1,20	
Monomio	100,00			C	120,13	
Cargos Tarifarios	id	Relación Dda Máxima	Relación de cargos	Cargos Propuestos	Energía	Ingreso
Punta	DP	1,00	1,00	600,66	0,18	108,63
Valle	DV	0,87	0,17	104,83	0,59	61,45
Nocturno	DN	0,60	0,02	14,45	0,23	3,37
Monomio				100,00	1,00	173,44
Chequeo						73,44

En la tabla anterior se pueden ver tres escenarios de cálculo según el valor de *fch* para cada metodología. El escenario con *fch* = 1 muestra que ambas metodologías son equivalentes y el ingreso recaudado por tarifa monomia es igual al ingreso a recuperar por el esquema de cargos horarios (como estaba previsto). Para los escenarios con *fch* = 2 y *fch* = 5 la metodología propuesta continúa manteniendo invariado el ingreso recaudado por tarifa horaria, a diferencia de la metodología existente, que aumenta el ingreso recaudado un 13% y 73% respectivamente.

6.6.4. Conclusión

Del análisis realizado se desprende lo siguiente:

- La metodología presentada en la Resolución CREG 015-2018 no es correcta porque el ingreso recuperado no es invariante respecto del aumento o disminución del factor *fch*, lo cual es adherente con el criterio de neutralidad.
- La metodología propuesta en este trabajo presenta un ingreso a recuperar que es invariante frente a un aumento o disminución del factor *fch*.
- La metodología propuesta en este trabajo cumple con las consideraciones dispuestas en el capítulo 9, inciso 2, de la resolución 015-2018, respecto al cálculo de los monomios horarios.

7. TALLER DE SOCIALIZACIÓN

El día 22 de diciembre se realizó, de forma virtual, el taller de socialización del Estudio. Se recibieron las siguientes preguntas por parte de los participantes:

1. **Pregunta1: Francisco Toro (Invitado):** *En la evolución tarifaria en Colombia, se logró eliminar el cargo fijo en las tarifas residenciales. ¿Cuál es la racionalidad económica para proponer el regreso de un cargo fijo, que denominan "cargo comercial", a las tarifas en estratos 4 a 6?*

Respuesta:

En Colombia, el cargo fijo, asociado a los costos comerciales de atender a los subscriptores, está 100% variabilizado. Esto desincentiva la búsqueda de la eficiencia energética, pues

ante una reducción de la energía consumida se produciría una menor recaudación para cubrir los ingresos requeridos de toda la cadena.

La reintroducción de un cargo fijo, por lo tanto, es una medida que no solo atiende los principios de eficiencia económica de asignar costos, sino también al necesario desacople entre ventas e ingresos.

Sin embargo, la transición a una tarifa eficiente de energía eléctrica en Colombia requerirá, casi con toda seguridad, un mecanismo para variar la tarifa fija en los hogares. En condiciones óptimas, las diferencias en la tarifa fija entre los hogares corresponderían a las diferencias en su disposición a pagar por la electricidad. Por eso, (McRae and Wolak, 2020) proponen reintroducir el cargo fijo a todos los estratos pero en función del cuadrado de los consumos promedio por estratos, como proxy de la disposición a pagar. Nos parece más práctico, al menos en una primera etapa, reintroducirlo, de forma gradual, tan solo en los estratos 4 a 6 y al sector No residencial.

2. **Pregunta2:** Francisco Toro. Sería conveniente realizar el análisis, incluyendo alguna de las dos empresas de la costa atlántica, ya que, por las condiciones climáticas particulares, las curvas de carga, en todos los estratos, pueden presentar diferencias sustanciales, incluso con Meta y Cali.

Respuesta:

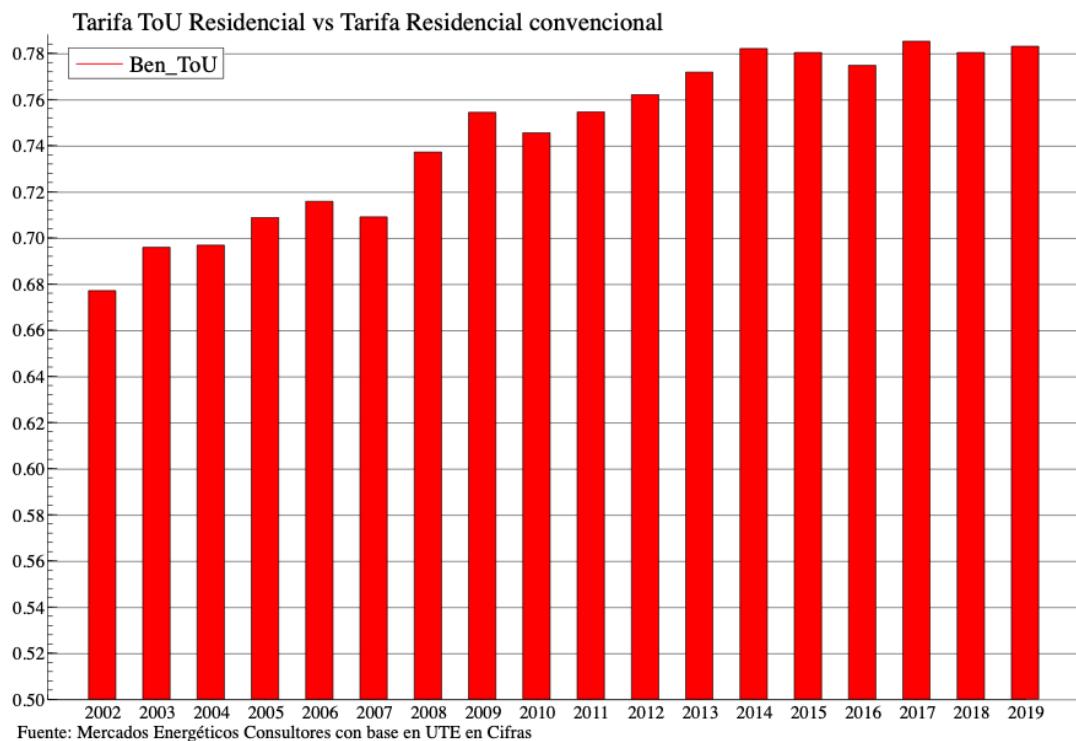
Por una cuestión de tiempo para procesar la información dentro de los plazos acotados del estudio, hemos convenido analizar una empresa por ADD, incluyendo también Afinia como muestra de la costa.

3. **Pregunta3:** Roberto Lares (invitado). Para el usuario residencial, ¿cuál ha sido la experiencia en Uruguay sobre el % de ahorro mensual mínimo para crear los incentivos para la migración a la ToU.

Respuesta:

Como mostramos en la presentación, los usuarios que se pasaron a las ToU son aquellos de altos consumos, que han llegado a ahorrar al menos 10% con relación a la tarifa convencional. Sin embargo, la tarifa media resultante de la aplicación de ToU ha sido al menos 20% más conveniente que la Residencial convencional por bloques crecientes (Figura 29).

Figura 29 – Uruguay: Tarifa media Residencial ToU vs Tarifa Residencial convencional



4. **Pregunta 4: Sonia Salcedo** (invitada), EMCALI. ¿Qué beneficio tendría implementar un cargo por potencia para usuarios residenciales E4 al E6? y ¿Cuál sería su relación beneficio-costo? Ya que su aplicación requiere medida inteligente y ello implica costos. Se deberían brindar tarifas horarias para facilitar la respuesta de demanda, pero no cargo por potencia, eso incrementará mucho los costos. Por qué no ofrecer tarifas horarias sin cargo de potencia

Respuesta:

En primer lugar, una tarifa binomia, con un cargo asociado a los costos de demanda de potencia y un cargo variable asociado con la demanda de energía sería un gran aporte en la búsqueda de la eficiencia energética, ayudando así al necesario desacople de los ingresos de las ventas de energía (Abrardi and Cambini, 2015). El sistema actual, al estar los costos 100% variabilizados en el cargo único, no coadyuva a que las empresas trabajen en pos de la eficiencia energética.

Por otro lado, una tarifa binomia, con un precio marginal vinculado al costo mayorista de la generación de electricidad, mejoraría la capacidad del mercado eléctrico colombiano para hacer frente a los déficits periódicos de las entradas de energía hidroeléctrica. Durante los años con altas precipitaciones, los hogares pagarían precios bajos por la electricidad. Durante los años de El Niño, los hogares pagarían precios altos, lo que crearía un incentivo para la conservación. Las tarifas existentes cambian poco entre los años húmedos y los secos, lo que da lugar a intervenciones *ad hoc* para fomentar la conservación cuando los niveles de agua son bajos.

En efecto, la reforma de la estructura de precios de energía eléctrica es un paso importante para crear las condiciones para la transición hacia la eficiencia energética y de energía limpia. Los principios básicos de una tarifa óptima son bien conocidos desde hace 80 años

(Hotelling, 1938), por los que los consumidores deben pagar el costo marginal del suministro a su nivel de consumo, incluidos los costos externos de contaminar. Los costos restantes de la prestación del servicio de electricidad se cubrirían con una tarifa fija que no depende del nivel de consumo (McRae and Wolak, 2020).

Por último, para implementar tarifas ToU binomias no se requiere un medidor inteligente, basta con un medidor electrónico que registre los consumos por hora y mida la potencia demanda. Ése es el caso de Uruguay, donde recién se está comenzando a usar medidores inteligentes, siendo que eso no ha impedido aplicar tarifas binomias horarias desde hace más de 20 años.

Pregunta 5: 4. Manuel José Gómez Pineda (invitado), ENEL Colombia. *De la exposición se entiende que no es recomendable definir cargos horarios por defecto u obligatorios, frente a medidas menos intrusivas u optativas. De la revisión internacional, en términos de eficiencia, ¿existen evidencias que señalen inconveniente aplicar cargos horarios por defecto?*

Respuesta:

De la experiencia internacional revisada, tan solo Italia ha aplicado cargos horarios por defecto (obligatorios). Desde el punto de vista de la eficiencia económica es, sin duda, un mejor instrumento. Pero entendemos que lo importante acá es comenzar a transitar un camino hacia una mayor eficiencia económica, por lo que el grado de aceptación social es relevante. De poco sirve intentar introducir instrumentos tarifarios con mayores dosis de eficiencia económica si la respuesta de la mayoría de la sociedad será de fuerte rechazo. Hay que tener en cuenta que Italia es un país desarrollado, por lo que el nivel de educación y, por ende, de aceptación social es mucho mayor a lo que puede ser el caso de Colombia.

8. REFERENCIAS

- Aalami, H.A., Khodaei, J., Fard, M., 2011. “Economical and Technical Evaluation of Implementation Mandatory Demand Response Programs on Iranian Power System.” IEEE Stud. Conf. Res. Dev. 271–276.
- Abrardi, L., Cambini, C., 2015. “Tariff regulation with energy efficiency goals.” Energy Econ. 49, 122–131. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.01.017>
- AEMC, 2020. “Retail Energy Competition Review: Electric vehicles” (Issues Paper No. RPR0012). Australian Energy Market Commission, Sydney.
- Agostini, C.A., Plottier, M.C., Saavedra, E.H., 2014. “Elasticities of Residential Electricity Demand in Chile.” ILADES-UAH Work. Pap. Univ. Alberto Hurtado School Econ. Bus.
- Australian Energy Regulator, 2017. “Demand Management Incentive Scheme.”
- Borenstein, S., 2012. “Effective and Equitable Adoption of Opt-in Residential Dynamic Electricity Demand.” NBER Work. Pap. Ser.
- Brophy Haney, A., Jamasb, T., Platckov, L.M., Pollitt, M.G., 2011. “Demand-side management strategies and the residential sector: lessons from the international experience,” in: “The Future of Electricity Demand.” Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- CNMC, 2019. “Informe de supervisión del Mercado Minorista de Electricidad” (No. IS/DE/027/19). Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Madrid.
- Colombia Inteligente, 2020. “Programas respuesta de la demanda: Acciones tarifa intradiaria.”
- Colombia Inteligente, 2019. “Respuesta de la demanda estrategia para la mitigación de gases de efecto invernadero” (Informe Final de Consultoría). Plan Integral de Gestión del Cambio Climático, Bogotá, Colombia.
- Congreso de la República de Colombia, 2019. Ley 1955 de 2019: “Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, ‘Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad.’”
- Congreso de la República de Colombia, 2014. Ley 1715 de 2014.

- CREG, 2020a. Documento CREG 122 de 2020: "Modificación de la Agenda Regulatoria Indicativa 2019."
- CREG, 2020b. Resolución CREG N° 131 de 2020.
- CREG, 2020c. Resolución CREG N° 012 de 2020.
- CREG, 2019a. Resolución CREG No. 036 de 2019.
- CREG, 2019b. Resolución CREG No 155 de 2019.
- CREG, 2018a. Resolución CREG No. 015 de 2018.
- CREG, 2018b. Resolución CREG N° 030 de 2018.
- CREG, 2016a. Resolución CREG N° 029 de 2016.
- CREG, 2016b. Resolución CREG N° 039 de 2016.
- CREG, 2015. "Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica."
- CREG, 2014a. Resolución CREG No 191 de 2014.
- CREG, 2014b. Resolución CREG No. 180 de 2014.
- CREG, 2009. Resolución CREG N° 011 de 2009.
- CREG, 2008. Resolución CREG N° 168 de 2008.
- CREG, 2007. Resolución CREG N° 119 de 2007.
- CREG, 1997a. Resolución CREG N° 031 de 1997.
- CREG, 1997b. Resolución CREG N° 079 de 1997.
- Frontier Economics, 2012. "Retail Tariff Model" (A report prepared for the AEMC). AEMC, Sydney, Australia.
- Giraldo, I.M., 2014. "Estructuras Tarifarias y Respuesta de la Demanda: Análisis y Propuestas Regulatorias" (Informe Final de Consultoría). Asocodis.
- Hotelling, H., 1938. "The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates." *Econometrica* 6, 242–269. <https://doi.org/10.2307/1938076>
- ieahhev, 2019. "2019 HEV TCP Annual Report."
- McRae, S., Wolak, F., 2020. "Retail Pricing in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Electric Vehicles." IDB Work. Pap. Ser.
- Ministerio de Minas y Energía, 2020. Resolución MME 4-0142 de 2020.
- Ministerio de Minas y Energía, 2019. Resolución MME 4-0483 de 2019.
- Ministerio de Minas y Energía, 2018. Resolución MME 4-0072 de 2018.
- Ministerio de Minas y Energía, 2017. Decreto 348 de 2017.
- Ministerio de Minas y Energía, 2014. Decreto 2492 de 2014.
- Ministerio de Minas y Energía, 2007. Decreto 388 de 2007.
- Ontario Energy Board, 2016. Electric Vehicle Charging.
- Ortiz Jara, R.P., Pérez-Arriaga, J.I., Dueñas, P., González, A., Mejía, M.E., Révolos, M., 2020. "Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro. Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios" (Informe Final de Consultoría). Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Colombia.
- OSINERGMIN, 2019. Electromovilidad: conceptos, políticas, y lecciones aprendidas para el Perú. Lima, Perú.
- Ruester, S., Pérez-Arriaga, J.I., Schwenen, S., Batlle, C., Glachant, J.-M., 2013. "From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs" (Final Report). European University Institute.