

05-021

THE NEW REGULATORY MODEL OF ELECTRICITY IN MEXICO AND ITS ECONOMIC IMPACT IN THE COMMERCIAL, SERVICES AND INDUSTRIAL SECTORS.

Martínez González, Daniel; Robledo Hernández, José Guadalupe; Quintero Hernández, Luis Héctor

Universidad de Guadalajara

Within the framework of the Energy Reform in Mexico, the release of the electricity market is planned, which is why there is a New Tariff Schedule to create a more efficient, safer, cleaner and competitively priced electricity sector. Thus, it is sought that the Federal Electricity Commission in the electricity sector is no longer monopolistic, freeing the activities of generation, transmission, distribution, and commercialization of electricity, also creating a Wholesale Electricity Market based on supply and demand, and with incentives for cleaner energy sources. However, the new prices are impacting the productive sector with increases that can range from 20% to over 50%. In this paper an analysis of the structure of the new tariff scheme is made to determine what opportunities the productive sector has - be it small, medium or large companies - to reduce the energy costs for the new electric model, implementing energy management systems or incorporating renewable sources. Three illustrative cases of the most common commercial electricity rates in the Mexican state of Jalisco are analyzed.

Keywords: *Energy Reform in Mexico; productive sector; energy management; renewable energy sources.*

EL NUEVO MODELO REGULATORIO DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO Y SU IMPACTO ECONÓMICO EN LOS SECTORES COMERCIAL, SERVICIOS E INDUSTRIAL.

En el marco de la Reforma Energética en México se tiene prevista la liberación del mercado eléctrico, por lo que existe un Nuevo Esquema Tarifario para crear un sector eléctrico más eficiente, seguro, más limpio y con precios competitivos; así, se busca que ya no sea la Comisión Federal de Electricidad no sea monopólica en el sector eléctrico, liberando las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, creando también un Mercado Eléctrico Mayorista en base a la oferta y la demanda, y con incentivos a las fuentes de energía más limpias. No obstante, las nuevas tarifas están impactando al sector productivo con incrementos que pueden ir del 20% a más del 50%. En este trabajo se hace un análisis de la estructura del nuevo esquema tarifario para determinar qué oportunidades tiene el sector productivo –sean empresas pequeñas, medianas como grandes– para reducir los costos energéticos, implementando sistemas de gestión de energía o incorporando fuentes renovables. En este trabajo se analizan tres casos ilustrativos con las tarifas eléctricas comerciales más comunes en el estado mexicano de Jalisco.

Palabras clave: *Reforma Energética en México; sector productivo; gestión de energía; fuentes renovables.*

Correspondencia: Daniel Martínez González; daniel.martinez@cupei.udg.mx;
bastian_baltasar_box@hotmail.com



©2019 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción

Como parte de la Reforma Energética en México, en diciembre de 2017 entró en vigor un Nuevo Esquema Tarifario (NET) para el suministro de electricidad, en que el mercado eléctrico mexicano se abrió aún más al sector privado en la generación y venta de electricidad. El precio final se determina ahora considerando diversos cargos que integran la cadena de valor de la industria eléctrica.

La fase de transición del NET (diciembre de 2017 a marzo de 2018) tuvo la intención de familiarizar a los usuarios con los nuevos conceptos y costos, y que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) hiciera los ajustes pertinentes a la metodología para determinar el precio final de la electricidad. En enero de 2018 se presentaron las primeras inconformidades del sector empresarial por los significativos incrementos en el precio de la electricidad, por lo que la CRE se vio obligada a corregir la metodología para determinar el precio final de la electricidad, tomando incluso medidas retroactivas de modo que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debió realizar compensaciones económicas a las empresas afectadas.

Aún con los ajustes realizados, el costo eléctrico en México presentó una tendencia al alza durante el 2018 y parece que 2019 también la tendrá; en el presente trabajo se analiza –a partir de tres casos– el impacto económico que el nuevo modelo tarifario eléctrico tiene en usuarios comerciales e industriales en México, para proponer alternativas que reduzcan el costo eléctrico, ya sea implementando sistemas de gestión y/o incorporando fuentes renovables.

2. Objetivos

Este trabajo tiene como objetivos describir la metodología con la que se determina el precio final de la electricidad en México, analizando los componentes que impactan más en el precio de las tarifas industrial, comercial y de servicios, para identificar áreas de oportunidad con la gestión energética y el uso de fuentes renovables.

3. Metodología

El trabajo se estructuró para que el lector conozca primero las regiones y tarifas actuales en México, y la metodología con la que la CRE establece el precio final de la electricidad; luego, se presentan tres casos particularmente del estado de Jalisco, para ejemplificar cómo se compone el costo eléctrico final en el usuario y, proponer a partir de ello, áreas de oportunidad para contrarrestarlo.

3.1 Divisiones y categorías tarifarias

La CRE regionalizó al país en 17 divisiones tarifarias según condiciones geográficas similares; la Figura 1 muestra la nueva división tarifaria en México.

Figura 1: Divisiones tarifarias en México



Fuente: CRE, 2018

Por su parte, los usuarios se agruparon según sus características de consumo, nivel de demanda y de tensión, y el tipo de medición con que cuentan. La Tabla 1 muestra las tarifas eléctricas actualmente usadas en México.

Tabla 1. Categorías tarifarias en México (Fuente: CRE, 2018)

Categoría	Descripción
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes
PDBT	Pequeña Demanda en Baja Tensión (hasta 25kW)
GDBT	Gran Demanda en Baja Tensión (mayor a 25kW)
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión
GDMTO	Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria (hasta 100kW)
GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión Horaria (mayor a 100kW)
DIST	Demanda Industrial en Sub-transmisión
DIT	Demanda Industrial en Transmisión

3.2 Cómo se define el precio final de electricidad en México

La ecuación para determinar mensualmente las tarifas finales para el suministro básico de electricidad en el nuevo esquema tarifario, es la siguiente (Comisión Reguladora de Energía [CRE], 2018):

$$TFSB_{i,j,m} = T_j + D_{i,j} + Cen + OSSB_{i,j} + SCnMEM + E_{i,j,m} + C_{i,j,m} \quad (1)$$

Donde:

i , es cada una de las 17 divisiones tarifarias.

j , es cada una de las 12 categorías tarifarias.

m , es el mes de aplicación de la Tarifa Final del Servicio Básico (TFSB).

$TFSB_{i,j,m}$ es la tarifa final del servicio básico en la división i , categoría tarifaria j , mes m .

T_j , es el cargo vigente de transmisión correspondiente a la categoría tarifaria j .

$D_{i,j}$, es el cargo vigente de distribución correspondiente a la división i , categoría tarifaria j .

Cen , es el cargo vigente por la operación del Centro Nacional de Control de la Energía.

$OSSB_{i,j}$, es el cargo vigente por la Operación del Suministrador de Servicios Básicos de la división i , categoría tarifaria j .

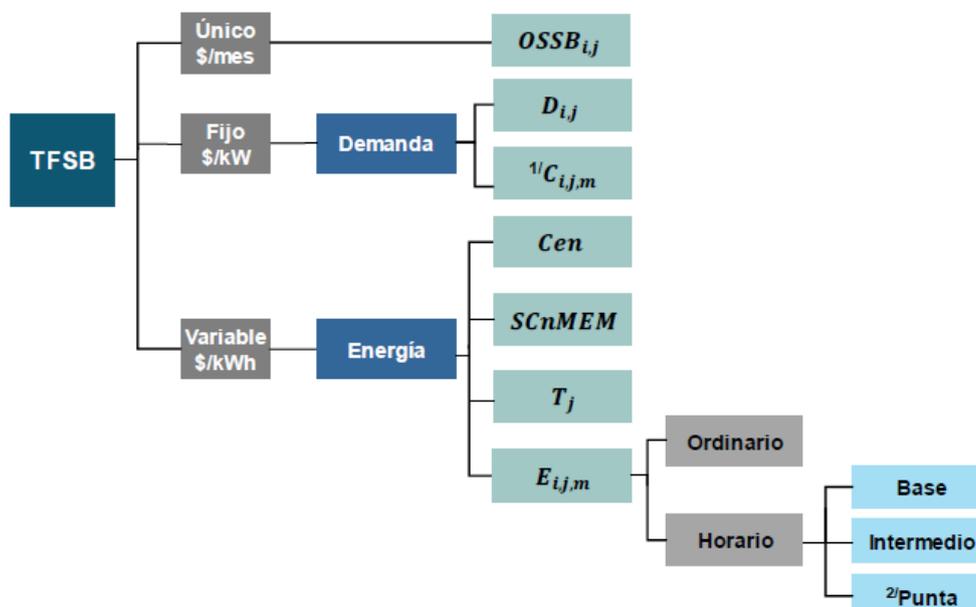
$SCnMEM$, es el cargo vigente por los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayoritario (MEM).

$E_{i,j,m}$, es el cargo por energía de la división i , categoría tarifaria j , mes m .

$C_{i,j,m}$, es el cargo por capacidad de la división i , categoría tarifaria j , mes m .

Los factores anteriores se consideran la cadena de valor de la industria eléctrica, habiendo cargos únicos (por tipo de usuario), fijos (por demanda) y variables (por energía); la Figura 2 ilustra mejor la distinción de los cargos aplicados en la tarifa final.

Figura 2: Cargos de las TFSB (Fuente: CRE, 2018)



¹ En función del tipo de medición del usuario. ² El cargo de semipunta se aplica únicamente en la división de Baja California.

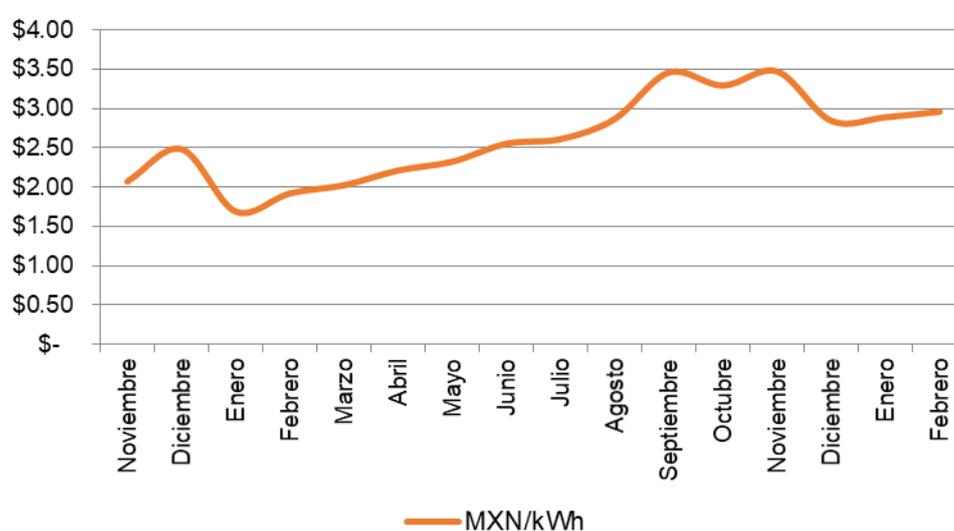
3.3 Casos de estudio

Se presentan en este artículo tres casos de usuarios en las tarifas más utilizadas en el sector productivo: GDMTH, GDMTO y PDBT. Los tres corresponden a la División Jalisco.

a) Entidad universitaria

Esta Dependencia de la Universidad de Guadalajara alberga diversos espacios para actividades académicas y una incubadora de empresas; se ubica en la ciudad de Zapopan. La categoría tarifaria que le corresponde es la GDMTH y el periodo analizado es de noviembre de 2017 a febrero de 2018. La Figura 3 presenta el costo eléctrico, en que se aprecia el cambio brusco ocurrido en diciembre de 2017 (mes que entró en vigor el NET) para luego hacer el ajuste manifestado en enero de 2018; no obstante, es clara la tendencia en el incremento del costo eléctrico durante el 2018.

Figura 3: Costo eléctrico del primer caso de estudio



Fuente: elaboración propia

Partiendo ahora de la Ecuación (1) se puede analizar cómo intervienen cada uno de sus componentes en el costo final de la electricidad; en efecto, la Figura 4 muestra un Pareto del promedio de un año (marzo 2018 a febrero 2019). Nótese que hay más variables que las expresadas en la Ecuación (1), debido a que es una tarifa horaria resultando que,

$$E_{i,j,m} = E_{i,j,m(b)} + E_{i,j,m(i)} + E_{i,j,m(p)} \quad (2)$$

Donde:

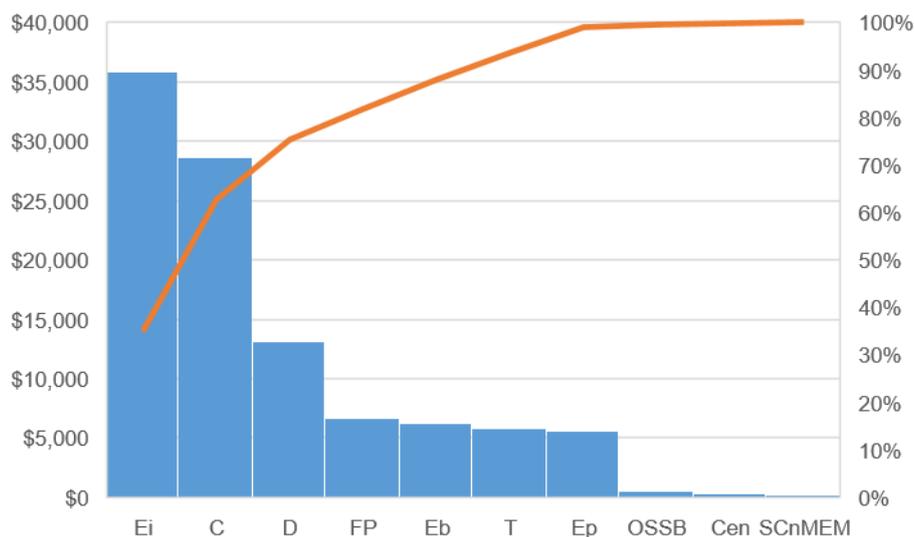
$E_{i,j,m(b)}$, es el cargo por energía de la división i , categoría tarifaria j , mes m , en horario base.

$E_{i,j,m(i)}$, es el cargo por energía de la división i , categoría tarifaria j , mes m , en horario intermedio.

$E_{i,j,m(p)}$, es el cargo por energía de la división i , categoría tarifaria j , mes m , en horario punta.

Además, se integró el cargo por factor de potencia FP. Los componentes que provocan el 80% del costo eléctrico son, en ese orden: energía consumida en periodo intermedio (Ei), capacidad (C), demanda (D) y factor de potencia (FP), como se ve en la misma Figura 4.

Figura 4: Pareto de la composición del costo eléctrico final (primer caso de estudio)



Fuente: elaboración propia

El costo por la energía en periodo intermedio se obtiene simplemente como el producto del consumo de electricidad en dicho horario y del costo unitario del mismo. Sin embargo, para determinar el cargo por capacidad (\$/kW-mes), se toma el mínimo entre los siguientes valores (CRE, 2018):

$$\text{mín} \left[D_{\text{max}_{\text{punta}}}, \left(\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \times d \times F.C.} \right) \right] \quad (3)$$

Donde $D_{\text{max}_{\text{punta}}}$ es la máxima demanda (en kW) en dicho horario, Q_{mensual} es el consumo total de electricidad en el mes en cuestión (kWh), d son los días del mismo mes y $F.C.$ es un factor de carga que para esta categoría tarifaria es igual a 0.57 (CRE, 2018). Como puede observarse, la demanda máxima en periodo punta no tiene tanta importancia en el costo final, como se aprecia en la Figura 5 en que el costo integrado de la energía en punta es apenas 7% superior al de la energía en horario intermedia y 43% más alta que la consumida en base.

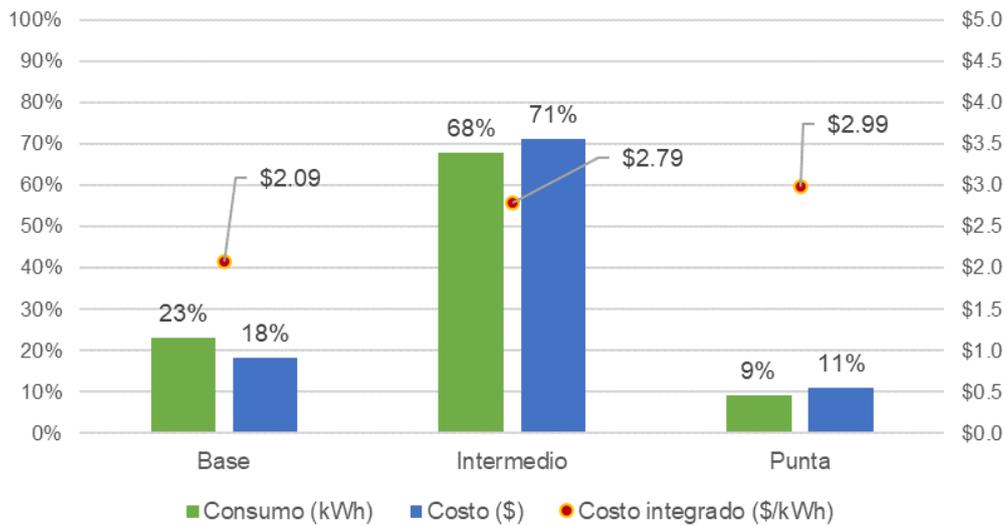
Este dato es relevante, porque en el nuevo modelo regulatorio las acciones de control de demanda eléctrica ya no son tan significativas como en el esquema anterior; en efecto, el costo integrado en punta correspondiente a noviembre de 2017 (el último mes del esquema anterior), representó hasta cinco veces más que la electricidad en horario intermedio y casi siete veces más que en base (véase la Figura 6).

Por su parte, el cargo por distribución (también medido en \$/kW-mes) será a partir de (CRE, 2018):

$$\min \left[D_{max,mensual}, \left(\frac{Q_{mensual}}{24 \times d \times F.C.} \right) \right] \quad (4)$$

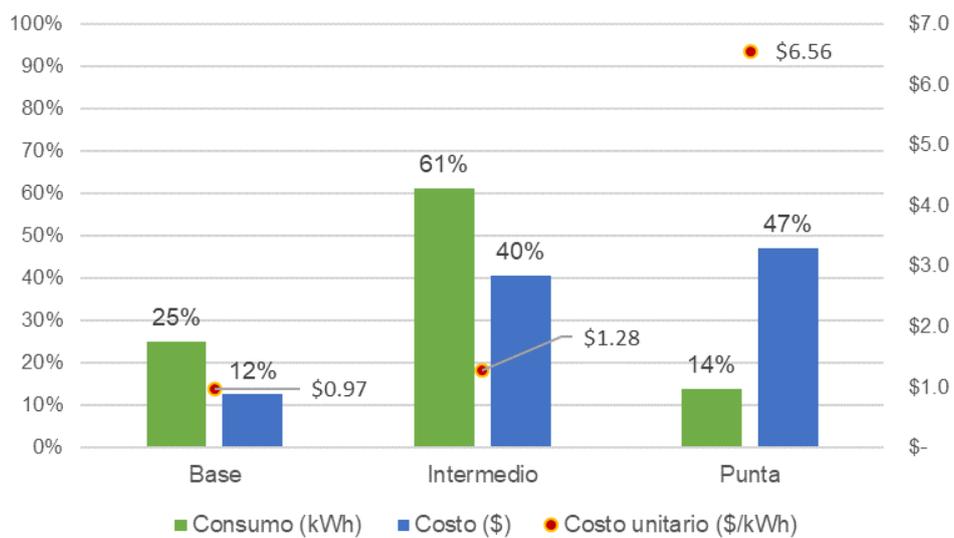
Donde $D_{max,mensual}$ es la máxima demanda (en kW) en el mes correspondiente y el segundo término es igual que en la Ecuación (3). Es, como en el caso anterior, de poca importancia el control de demanda.

Figura 5: Costo eléctrico por horario de consumo (nuevo esquema tarifario).



Fuente: elaboración propia

Figura 6: Costo eléctrico por horario de consumo (antiguo esquema tarifario)



Fuente: elaboración propia

Por su parte, el factor de potencia puede representar una bonificación o una penalización; por debajo de 0,90 será penalizado como ocurre en el caso de estudio. Tal cargo se determina según:

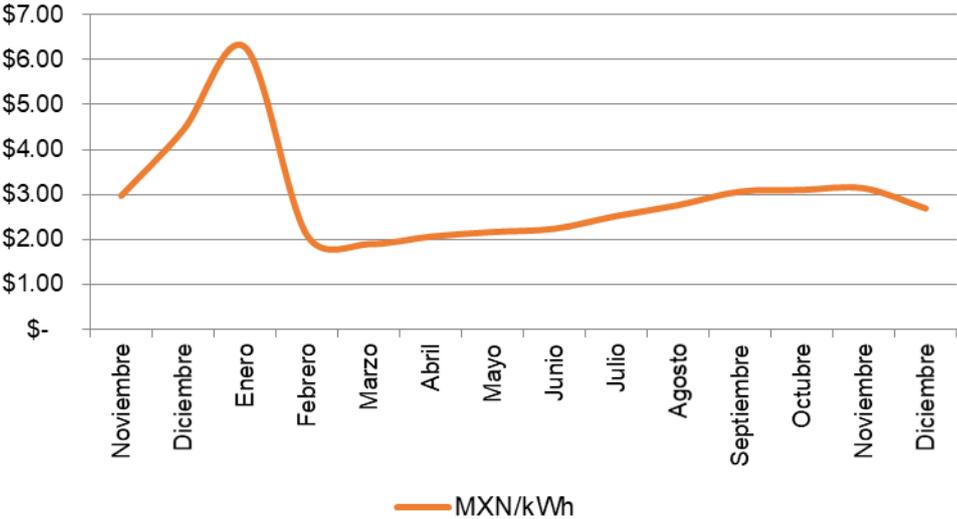
$$Cargos_{FP} = \frac{3}{5} \left(\frac{0,90}{FP} - 1 \right) \tag{5}$$

En que FP es el factor de potencia en el mes de facturación. El FP promedio en este caso fue de 0,81 por lo que la penalización ha sido considerable.

b) Fábrica de tequila

Es una pequeña fábrica de tequila ubicada en el poblado de Amatitán, Jalisco; está en la tarifa GDMTO. La Figura 7 ilustra el comportamiento del costo unitario de la electricidad desde noviembre de 2017 a diciembre de 2018, apreciándose el importante incremento ocurrido en enero de 2018 para luego del ajuste, bajar el precio.

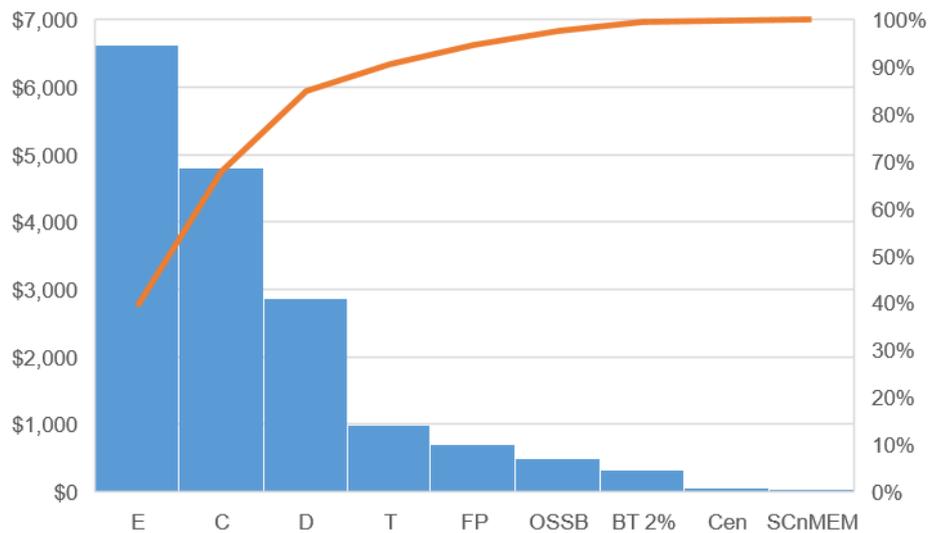
Figura 7: Costo eléctrico del segundo caso de estudio



Fuente: elaboración propia

En la Figura 8 se presenta el costo eléctrico según los componentes de esta categoría tarifaria.

Figura 8: Pareto de la composición del costo eléctrico final (segundo caso de estudio)



Nota: el concepto BT2% se refiere al cargo por la medición en baja tensión, asumiendo las pérdidas del transformador. Fuente: elaboración propia.

En esta categoría tarifaria no hay horario punta, por lo que el cargo por capacidad se determina según:

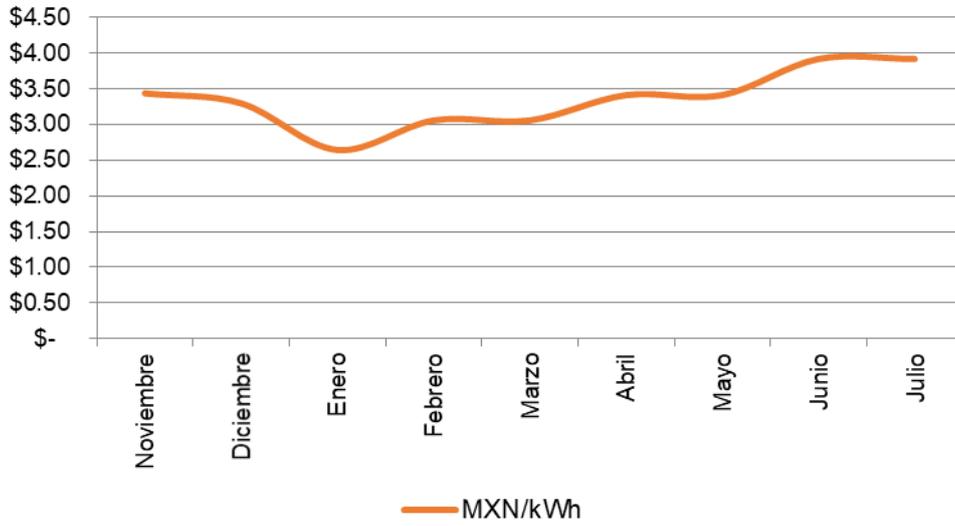
$$\left(\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \times d \times F.C.} \right) \quad (6)$$

En que el F. C. es igual a 0,55. En tanto, el costo por distribución se basa en la misma Ecuación (4) tomado el F. C. = 0,55.

c) Comercio de abarrotes

Este establecimiento está ubicado en la ciudad de Zapopan, cuyo suministro eléctrico corresponde a la categoría tarifaria PDBT. Este rubro de comercios, al estar en baja tensión (suele suministrarse en 220-127V) reciben la electricidad más cara debido a las múltiples transformaciones que implica; aunado a lo anterior, con el NET se ha presentado una tendencia al incremento en el precio eléctrico, como lo muestra la Figura 9 (el periodo analizado es de noviembre de 2017 a julio de 2018).

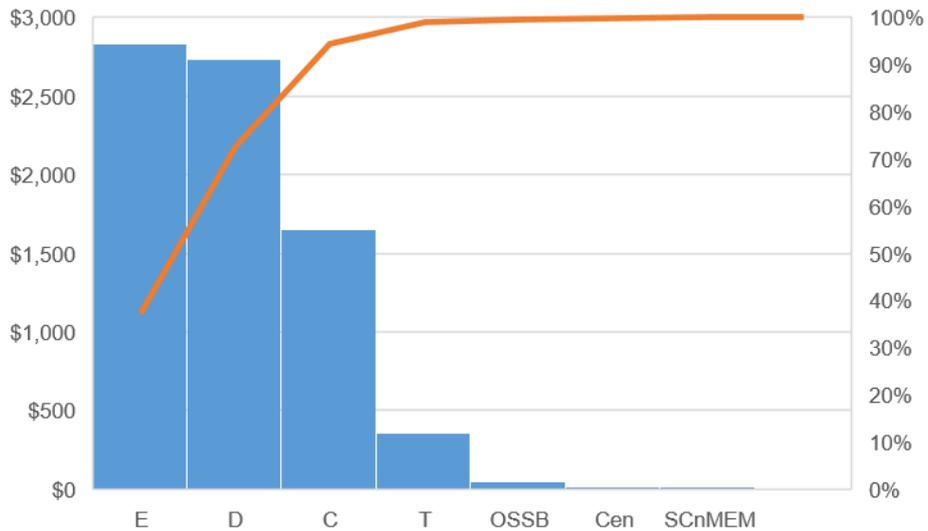
Figura 9: Costo eléctrico del tercer caso de estudio



Nota: elaboración propia

Aunque en la Figura 10 se diferencia los distintos cargos, en esta tarifa no se mide la demanda ni el factor de potencia, por lo que todos los componentes (excepto el cargo fijo OSSB) dependen solamente del consumo eléctrico.

Figura 10: Pareto de la composición del costo eléctrico final (tercer caso de estudio)



Fuente: elaboración propia

4. Resultados

A partir de los indicadores energéticos presentados, se puede inferir que una medida para reducir el costo por electricidad es principalmente con un menor consumo y no así con el control de demanda (en las categorías tarifarias donde se mide la demanda); efectivamente, en las Ecuaciones (3) y (4) se demuestra que pueden presentarse altos picos de demanda, pero, si se mantiene un nivel de consumo controlado, el cargo será sobre este último.

El menor consumo se puede lograr mediante sustitución de equipos por otros más eficientes, evitando el uso de sistemas o equipos innecesarios, entre otros. Es decir, con técnicas ya conocidas de gestión energética. Un resultado a ser atendido a la brevedad es la corrección del bajo factor de potencia en los dos primeros casos revisados.

Por otra parte, el costo eléctrico también puede reducirse incorporando otras fuentes de suministro eléctrico. Por ejemplo, a precios actuales en México, el costo nivelado de la electricidad con un sistema fotovoltaico interconectado a la red y para aplicaciones comerciales e industriales, está en el rango de MXN2,00/kWh a MXN1,1/kWh (o 0,10 a 0,06 dólares/kWh) (Álvarez, 2019), por lo que frente a los costos de la electricidad encontrados en los casos analizados (MXN3,00/kWh a MXN4,00/kWh) se tornan como alternativa económicamente rentable, con periodos de retorno de la inversión de 4 a 6 años.

5. Conclusiones

Con el Nuevo Esquema Tarifario en México se integra la cadena de valor de la industria eléctrica, teniéndose en principio un incremento en el precio final, lo cual se explica precisamente en los componentes de la ecuación. Si bien los usuarios finales han visto incrementado el costo, la industria eléctrica nacional encuentra buenas condiciones para competir ya que se abrió aún más la participación a particulares; la competencia favorece en sí misma el que haya en un futuro mejores precios para el usuario final.

Mientras tanto, el usuario puede enfrentar los incrementos con medidas de gestión energética y acudiendo, si dispone del espacio suficiente, a la instalación de sistemas fotovoltaicos interconectados cuya rentabilidad es ya muy atractiva.

El Nuevo Esquema Tarifario muestra también, que las medidas encaminadas al control de demanda y sobre todo en horario punta cuando aplica, ya no son tan atractivas como antes, por lo que inversiones en esa vía deben evaluarse con más cuidado

Por último, no es menos importante señalar que el nuevo gobierno mexicano tiende a un mayor control del Estado en el asunto energético, por lo que no se descarta que puedan presentarse cambios en la metodología para el cobro de la electricidad.

6. Referencias

- Álvarez, C. (2019). *Evaluación técnica y económica del sistema GEK Power Pallet de 10kWe como alternativa en comparación a la energía solar, el biogás y la electricidad de la red nacional*. Tesis de maestría, Universidad de Guadalajara, Guadalajara, México.
- Comisión Reguladora de Energía. (2018). *Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico*. (Anexo Único del Acuerdo Núm. A/064/2018). Ciudad de México.